

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO



LUCAS DE CRIGNIS PROVETE

**DESENVOLVIMENTO DE UM MECANISMO DE DETECÇÃO
DE IRREGULARIDADES EM MEDIDORES DE ENERGIA
COM TELEMEDIÇÃO**

VITÓRIA – ES
12/2016

LUCAS DE CRIGNIS PROVETE

**DESENVOLVIMENTO DE UM MECANISMO DE DETECÇÃO
DE IRREGULARIDADES EM MEDIDORES DE ENERGIA
COM TELEMEDIÇÃO**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Lucas De Crignis Provete** apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

Orientador: Prof. Dr. Edson de Paula Ferreira

Coorientador: MSc. Danilo Febroni Baptista

LUCAS DE CRIGNIS PROVETE

DESENVOLVIMENTO DE UM MECANISMO DE DETECÇÃO DE IRREGULARIDADES EM MEDIDORES DE ENERGIA COM TELEMEDIÇÃO

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Lucas De Crignis Provete**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 19 Dezembro de 2016.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Edson de Paula Ferreira
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

MSc. Danilo Febroni Baptista
EDP Escelsa
Coorientador

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Eng. Alexandre Sossai
EDP Escelsa
Examinador

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Sérgio Fernando Provete e Tânia Mara De Crignis Provete, pela suma referência como seres-humanos que são para mim.

Ao meu irmão, Fernando De Crignis Provete, por sempre acreditar na minha capacidade e estimular meu progresso.

Ao meu orientador, Prof. Edson Ferreira, pelos ensinamentos e orientações que auxiliaram no desenvolvimento teórico deste trabalho.

Ao meu coorientador e colega de trabalho, Danilo Febroni Baptista, por toda motivação, paciência e proatividade que impulsionaram a realização deste trabalho.

Aos meus colegas de trabalho do Centro Integrado de Medição, em especial ao Alexandre Sossai, Natália Ceolin Pestana, Pâmela Catrinque Martins, Rennan de Melo Nogueira, Samuel Lino Abreu e Wagner Almeida Costa, pelas inúmeras horas de ensinamentos e discussões acerca do setor elétrico.

À EDP Escelsa, por ser uma empresa que fomenta o desenvolvimento intelectual dos seus estagiários, encorajando-os a resolução de problemas com autonomia, e disponibilizando os recursos necessários para tal.

À todos os demais que colaboraram de alguma forma no meu desenvolvimento.

RESUMO

Após a privatização massiva das distribuidoras de energia elétrica que ocorrera nos anos 90, um mercado competitivo foi instaurado no setor elétrico, motivando as empresas aprimorarem seus processos e cumprir com as regulações determinadas pela ANEEL. Dentre os diversos fatores que causam perdas no faturamento de energia elétrica, o furto de energia é responsável pela maior parcela deste montante. A telemedição, por sua vez, apresenta-se como uma das soluções tecnológicas adotadas por essas empresas na tentativa de reduzir essas condutas ilegais. Contudo, com o crescimento abrupto do parque telemedido ao longo dos anos, faz-se necessário o desenvolvimento de algoritmos inteligentes capazes de gerir, processar, e pré analisar os dados antes de serem encaminhados para um analista. Com mais de 30.000 unidades consumidoras telemedidas na área de concessão da EDP Escelsa, entende-se que para alcançar assertividade satisfatória os mecanismos de análise devem considerar não só os dados elétricos oriundos da medição, como também informações cadastrais a respeito destas instalações, por exemplo sua atividade, localização, demanda, etc. Assim, este trabalho tem por finalidade o desenvolvimento de um algoritmo capaz de detectar irregularidades no sistema de medição de unidades consumidoras de atividade comercial na área de concessão da EDP Escelsa, culminando com a exposição dos resultados obtidos pelo algoritmo, e posteriormente sua validação por um analista.

ABSTRACT

After the massive privatization of electricity distributors in the 1990s, a competitive market was established in the electricity sector, motivating companies to improve their processes and comply with the regulations determined by ANEEL. Among the several factors that cause losses in electric energy collection, energy theft accounts for the largest portion of this amount. The telemetry is presented as one of the technological solutions adopted by these companies in an attempt to reduce these illegal actions. However, with the abrupt growth of the telemetry over the years, it is necessary to develop intelligent algorithms capable of managing, processing, and pre-analyzing the data before it forwards to an analyst. With more than 30,000 telemetry units in the EDP Escelsa concession area, it is understood that in order to achieve satisfactory assertiveness, the analysis mechanisms should consider not only the electrical data coming from the meters, but also registered information regarding these facilities, for example their activity, location, contracted demand, etc. Thus, this work aims to develop an algorithm capable of detecting irregularities in the measurement system of units of commercial activity in the EDP Escelsa concession area, culminating in the exposure of the results obtained by the algorithm, and then its validation by an analyst.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Parque telemedido da EDP Escelsa.....	27
Figura 2 - Fluxograma do mecanismo estático de análise do alarme de corrente zero.....	36
Figura 3 - Fluxograma do mecanismo estático de análise do alarme de corrente desproporcional.	39
Figura 4 – Esquema de ligação de um banco de capacitor trifásico ligado em Delta com funcionamento normal.	42
Figura 5 – Esquema de ligação de um banco de capacitor trifásico ligado em Delta com uma fase avariada.	44
Figura 6 - Esquema de ligação de um banco de capacitor trifásico ligado em Delta com duas fases avariadas.	45
Figura 7 – Fluxograma do mecanismo estático dos alarmes de potência negativa.	47
Figura 8 – Fluxograma do mecanismo dinâmico de análise.....	49

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Origem das PNT. Fonte: (EDP Escelsa, 2010)	23
Gráfico 2 – Progressão do parque telemedido da EDP Escelsa em valores absolutos (em azul) e acumulados (em vermelho). Fonte: EDP Escelsa (2016).....	26
Gráfico 3 - Curva de carga de um consumidor cuja demanda não muda conforme as estações do ano.....	32
Gráfico 4 - Curva de carga de um consumidor cuja demanda oscila aproximadamente entre 20~50% conforme as estações do ano.....	32
Gráfico 5 - Curva de carga de um consumidor cuja demanda oscila aproximadamente entre 100~150% conforme as estações do ano.....	32
Gráfico 6 – Relação entre corrente, fator de desproporcionalidade e tempo para ativação do algoritmo de corrente desproporcional.	38
Gráfico 7 – Curva de carga com erro de faturamento (em vermelho) em julho/2013	50
Gráfico 8 – Comparação entre picos de consumo regulares (azul) e picos que são erros de faturamento/leitura (em laranja).....	51
Gráfico 9– Curva modelo para as UC de atividade comercial.	52
Gráfico 10– RSS de três consumidores de atividade comercial em relação a curva modelo.....	53
Gráfico 11 – Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – Antes da intrusão.	55
Gráfico 12 - Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – 4 meses após a intrusão.....	55
Gráfico 13 - Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – 8 meses após a intrusão.....	56
Gráfico 14 - Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – 12 meses após a intrusão.....	56
Gráfico 15 - Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – 16 meses após a intrusão.....	57
Gráfico 16– Pesos em cada mês para aplicação do WRSS	58
Gráfico 17 – Exemplo de uma instalação com queda de consumo.	60
Gráfico 18 – Exemplo de uma instalação com aumento de consumo.	60
Gráfico 19 – Número de alarmes de corrente zero gerados pelo mecanismo estático ao longo do tempo. Em azul são UC com suspeitas de irregularidades. ...	62

Gráfico 20 - Número de alarmes de corrente desproporcionais gerados pelo mecanismo estático ao longo do tempo. Em azul são UC com suspeitas de irregularidades.....	64
Gráfico 21 - Número de alarmes de tensão abaixo do mínimo gerados pelo mecanismo estático ao longo do tempo. Em azul são UC com suspeitas de irregularidades.....	65
Gráfico 22 - Número de alarmes de potência negativa gerados pelo mecanismo estático ao longo do tempo. Em azul são UC com suspeitas de irregularidades. ...	66
Gráfico 23 – Perfil da relação do aumento de consumo de um mês para o outro que possa indicar um erro de leitura/faturamento (em vermelho) ou não (em azul)	68
Gráfico 24 – Exemplo de UC que tem uma curva de carga característica de irregularidade, mas que apresenta linha de tendência indicando aumento de consumo.....	69
Gráfico 25 – Três curvas de cargas de consumidores distintos e seus respectivos WRSS, em contraste com a curva modelo (em vermelho)	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

UC	Unidade consumidoras
FP	Falsos positivos
PT	Perdas-técnicas
PNT	Perdas não-técnicas
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
Td	Tempo de duração
Fhc	Fator horário comercial
Fd	Fator de desproporcionalidade
Vm	Valor mínimo de tensão
BC	Banco de Capacitor

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Introdução ao objeto de pesquisa	14
1.2	Justificativa	15
1.3	Objetivos	16
1.3.1	Objetivo Geral	16
1.3.2	Objetivos específicos	17
1.4	Alocação de recursos	18
1.5	Atividades desenvolvidas	18
1.5.1	Levantamento dos dados	18
1.5.2	Embasamento teórico para as soluções	18
1.5.3	Desenvolvimento do algoritmo	18
1.5.4	Análise dos resultados	18
1.6	Estrutura do trabalho	19
2	PERDAS NÃO-TÉCNICAS E A TELEMEDIÇÃO	20
2.1	Perdas no Sistema Elétrico	20
2.1.1	Inexistência de medidores em unidades consumidoras	21
2.1.2	Erros de Leitura/Faturamento	21
2.1.3	Falhas de medição pelos medidores	21
2.1.4	Furto de energia elétrica	22
2.2	Regulação das Perdas Não-Técnicas	23
2.3	Histórico da Telemedição no Setor Elétrico e na EDP Escelsa	24
2.4	Alarmes	27
2.4.1	Corrente Zero	28
2.4.2	Corrente Desproporcional	28
2.4.3	Tensão Abaixo do Mínimo	28
2.4.4	Potência Negativa	29
3	A CLASSE COMERCIAL	30
3.1	Generalidades	30
3.2	Perfil de Consumo	31
4	METODOLOGIA	34

4.1	Mecanismo Estático	34
4.1.1	Comportamento esperado, falsos positivos e irregularidades	34
4.2	Mecanismo Dinâmico	48
4.2.1	Detecção e Acerto dos Erros de Leitura/Faturamento	49
4.2.2	Curva de Carga Modelo.....	51
4.2.3	RSS (Residual Sum of Squares).....	53
4.2.4	WRSS (Weighted Residual Sum of Squares)	54
4.2.5	Regressão Linear por Mínimos Quadrados	58
5	RESULTADOS	61
5.1.1	Resultados do Mecanismo Estático de Análise.....	61
5.1.2	Resultados do Mecanismo Dinâmico de Análise	67
6	CONCLUSÕES	71
6.1	Resultados Obtidos	71
6.2	Continuidade e Trabalhos Futuros	72
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71

1 INTRODUÇÃO

1.1 Introdução ao objeto de pesquisa

Nos últimos anos, diversas concessionárias de energia elétrica do Brasil realizaram investimentos vultuosos no combate às perdas não técnicas (PNT), que são aquelas, entre outros fatores, oriundas das fraudes e falhas nos sistemas de medição das concessionárias.

O furto de energia elétrica é um problema que atinge diversos países, sendo debatido e regulado em conjunto à diversos governos e/ou órgãos regulamentadores locais. No último ano, houve um aumento significativo de fraudes devido a dois fatores principais: os aumentos sucessivos na tarifa de energia elétrica, devido à estiagem que atingiu a maior parte do país, e uma forte crise econômica, que até o momento já desempregou milhões de brasileiros.

A redução do furto de energia é um desafio de alta complexidade e de planejamento: há diversas maneiras de furtar energia elétrica, envolvendo fraudes com diferentes graus de robustez e detecção, que aliadas à dificuldade de incriminação do fraudador e lentidão nos processos judiciais, muitas vezes levam a um sentimento de impunidade, que incentiva a execução de outras fraudes. Além disso, a manutenção de um sistema de recuperação de receita pela empresa devido a uma fraude é custosa e nem sempre eficaz, uma vez que a legislação vigente que determina a cobrança da energia furtada é deficitária, vaga e burocrática. (ARAUJO, 2007).

Assim, investimentos tecnológicos na prevenção e identificação de fraudes, campanhas de conscientização da população, e maior ofensiva na autuação dos crimes são as principais ações tomadas pelas concessionárias na tentativa de combater essas perdas. (ABRADEE, 2015)

Uma parte expressiva desse investimento foi realizado na aquisição e instalação de remotas, que são dispositivos que conectados aos medidores eletrônicos de energia, possibilitam o monitoramento remoto das grandezas elétricas da unidade consumidora através de um modem de comunicação xG. Esse processo é denominado telemedição. (DANILO RIBEIRA, 2010)

A telemedição oferece diversas vantagens à operação nos centros de medição, entre elas, a detecção de falhas e fraudes atuantes nesses equipamentos de maneira remota, e por consequência, acarreta em um direcionamento da

inspeção de correção da irregularidade mais assertiva na unidade consumidora (UC). Os dados de medição obtidos remotamente contêm as informações que caracterizam a natureza do consumo de energia elétrica de uma UC, além das características físicas do dispositivo e dos equipamentos que o comportam.

A concessionária responsável pela distribuição de energia da maior parte do Espírito Santo, a EDP Escelsa, participa do grupo das companhias que recentemente optou por investir na telemedição. Atualmente, mais de 30.000 unidades consumidoras, das mais variadas atividades comerciais e industriais, integram o seu parque telemedido. Esse crescimento aconteceu de forma exponencial nos últimos anos, alcançando a instalação de 12.000 remotas somente no ano de 2015, cobrindo com a telemedição de praticamente todas as cargas de médio e grande porte da companhia. (EDP, 2016).

Se por um lado a telemedição oferece a vantagem de monitoramento remoto e contínuo nos medidores nas UC, a busca por irregularidades nos dados telemedidos necessita uma análise minuciosa e eficiente, do contrário seu investimento não é justificado. Portanto, o desenvolvimento de um mecanismo de análise inteligente para pré-avaliar os dados telemedidos é fundamental para gerir essa massa de dados, e dessa demanda surgiu a motivação deste trabalho.

O impacto dessa pré-análise computacional é a redução substancial da carga de análise posterior realizada por um analista, aumentando a assertividade do processo, e conseqüentemente reduzindo o tempo do envio de uma ordem de inspeção com o objetivo de regularização da instalação. Finalmente, essa redução no tempo de detecção levará a companhia a receber uma maior parte de sua perda financeira, correspondente ao período em que a instalação estava com o(s) equipamento(s) de medição irregulares.

1.2 Justificativa

As perdas não-técnicas atualmente representam uma perda de receita considerável na maior parte das concessionárias no Brasil (ANEEL, 2015), conforme descritas com alto grau de detalhamento em diversos trabalhos. Por isso, qualquer alternativa para combatê-la já caracterizaria uma justificativa plausível para o avanço dessa pesquisa.

A principal motivação desse trabalho, contudo, foi a carência de uma publicação que estude um mecanismo de detecção de irregularidades com base nos

dados da telemedição. A principal vantagem da análise desses dados é a celeridade na identificação de uma instalação irregular, quando comparado aos mecanismos que usam dados exclusivos do histórico de consumo, presentes em diversos trabalhos avaliados pelo autor. (CABRAL, 2005)

Além disso, nota-se que há diversos algoritmos desenvolvidos e publicados, que apontam para uma solução envolvendo inteligência artificial para detecção de padrões de consumo em busca de irregularidades. Se por um lado essas estratégias são abrangentes no quesito aplicabilidade quanto ao tipo de cliente, a classificação de curvas de carga em “regular” e “irregular” apresenta resultados com assertividade limitada em séries temporais de consumo de energia elétrica. (MONEDERO et al, 2006), (NAGI et al, 2010), (RAMOS, 2014) .

Adicionalmente, com o crescimento abrupto do parque dos medidores telemedidos da EDP Escelsa, a necessidade de desenvolvimento de um mecanismo de análise eficiente era importante, uma vez que a gestão dos dados sem um pré-direcionamento estavam cada vez mais demandando um esforço maior dos analistas. Dessa maneira, outro fator motivador dessa proposta foi a pertinência de sua finalidade, tendo em vista que o algoritmo desenvolvido já está sendo usado como uma das frentes de análise do setor responsável na EDP Escelsa.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo final desse trabalho é desenvolver e validar um mecanismo de análise eficiente, a partir dos dados enviados pelas remotas acopladas aos medidores em UC de atividades comerciais, de forma que o montante de instalações suspeitas dessa categoria encaminhadas para análise humana seja significativamente menor e mais assertivo, logo, a otimização do processo.

É importante salientar que quanto mais UC suspeitas que na verdade estão regulares um algoritmo for capaz de identificar, mais robusto ele será, mas, ao mesmo tempo, é imprescindível que ele não descarte uma instalação que de fato seja uma irregularidade em campo. Portanto, priorizar a não exclusão de um cliente irregular ao invés da redução massiva das instalações será o principal desafio no desenvolvimento dos mecanismos de análise.

1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos são as etapas sequenciais do processo de decisão a partir dos dados analisados, que irão implicar em uma necessidade de análise humana ou em seu descarte.

A primeira etapa consiste na aplicação de regras estáticas aos dados obtidos pelas remotas. Essas regras são de natureza abrangente, que detectam irregularidades de dados elétricos incompatíveis com uma demanda real de um cliente comercial, e por isso devem ser priorizadas quando encaminhadas para a fila de análise.

As regras estáticas necessitam de informações adicionais cadastrais armazenadas no sistema comercial da concessionária, que serão acessadas através de uma chave externa. Adicionalmente, os dados de medição enviados pela remota também deverão ser consultados no banco de dados dos clientes telemedidos. Se o mecanismo de análise de regras estáticas decidir que há alguma irregularidade na UC, a mesma será enviada para uma “fila” de análise humana.

A segunda etapa será a aplicação de regras dinâmicas, ou seja, regras que analisam o perfil do consumo num período passado e num período recente, comparando-as e levando a uma decisão. Se por um lado as regras estáticas são muito mais assertivas, a maior parte das fraudes realizadas no segmento comercial são detectadas ao ferir as regras dinâmicas, conforme será confirmado adiante.

A terceira etapa consiste-se em priorizar as instalações para análise humana. A justificativa dessa etapa é tal que, diferente do que se possa imaginar, a saída do algoritmo não classifica as instalações como “suspeita” ou “não suspeita”, mas as organiza em um *ranking* de suspeitabilidade, que é encaminhado para análise mais criteriosa. Quando trabalha-se com análise de curvas de consumo de energia elétrica, é inerente que a tratativa, por mais robusta que seja, carecerá de assertividade alta na detecção (RAMOS, 2014)

Por fim, a quarta etapa acontece em conjunto à análise humana das instalações que apresentam indícios de irregularidades. Nesse ponto, o analista poderá criar marcadores para evitar que essa UC seja processada novamente pelo algoritmo. Diversos fatores contribuem para geração de falsos positivos (FP), que poderiam ser evitados por um conhecimento prévio da condição da instalação pelo analista: Instalações desativadas, férias coletivas de trabalhadores, padrões de consumos atípicos, etc., portanto, essas marcações auxiliariam na redução dos

alarmes falsos, sinalizando que este medidor já fora analisado recentemente e que sua reanálise deverá ocorrer apenas após um período de tempo estabelecido.

1.4 Alocação de recursos

Este trabalho requer acesso as informações dos diversos bancos de dados que integram o sistema de monitoramento de medição da EDP Escelsa.

O software utilizado para a o desenvolvimento será o *Matlab*, em função da sua facilidade de programação e vasta quantidade de bibliotecas que englobam as ferramentas necessárias para a execução e validação do algoritmo.

1.5 Atividades desenvolvidas

1.5.1 Levantamento dos dados

Consiste-se no levantamento de todos os dados úteis das unidades consumidoras que serão avaliadas pelo algoritmo, tais como histórico de consumo, histórico de fraude, etc. Também é incluído nessa etapa uma análise minuciosa desses dados, onde o próprio autor previamente classificará a presença ou não de irregularidades nas instalações para validação a posteriori.

1.5.2 Embasamento teórico para as soluções

Trata-se da busca por soluções na literatura para o problema proposto, e também por professores e outros profissionais com conhecimento pertinente ao tema. Isso inclui colegas de trabalho, professores adjuntos a universidade e professores externos. Uma vez que o trabalho mescla soluções computacionais baseadas em conceitos de estatística e engenharia elétrica, foi necessário a busca por mestres em outros departamentos.

1.5.3 Desenvolvimento do algoritmo

Baseado nos conceitos teóricos previamente estudados e nas características singulares das fraudes realizadas nesse segmento, o conjunto de regras estáticas e dinâmicas são desenvolvidas e aplicadas.

1.5.4 Análise dos resultados

Obtido os resultados, o algoritmo é validado e caracterizado por indicadores.

Isso é possível pois o autor, como já dito anteriormente, validou todas as amostras manualmente. Adicionalmente, observações são feitas a respeito dos resultados obtidos e da sua relevância para a concessionária envolvida, iniciando-se assim a conclusão do trabalho.

1.6 Estrutura do trabalho

Este documento está dividido em cinco capítulos a fim de sintetizar todas as etapas de maneira sequencial e garantir melhor compreensão do trabalho.

O primeiro capítulo define e esclarece as informações que formam os pilares do trabalho como um todo, a saber: introdução, justificativa, objetivos e a estruturação.

O segundo capítulo norteia, com informações gerais, o objeto de pesquisa. Nesta etapa será desconstruído todo o processo de ocorrência de fraude ou falha, detecção pela telemedição, e como funciona o acesso a esses dados por um analista.

O terceiro capítulo expõe algumas diretrizes das normas cabíveis a respeito da distribuição de energia e comportamento das grandezas elétricas esperadas para o segmento comercial, que é o foco deste trabalho.

O quarto capítulo, por conseguinte, expõe as técnicas e estratégias adotadas para o desenvolvimento do mecanismo de análise, que processa os dados das instalações suspeitas combinando os dados telemedidos e cadastrais.

O quinto capítulo descreve os resultados obtidos, através da validação do algoritmo desenvolvido.

Finalmente, no sexto capítulo conclui-se o trabalho, adicionando-se as ações de continuidade e possibilidades de trabalhos futuros.

2 PERDAS NÃO-TÉCNICAS E A TELEMEDIÇÃO

2.1 Perdas no Sistema Elétrico

As perdas de energia são definidas como a diferença entre o total de energia elétrica que entra em um sistema e a parcela que não é medida nas unidades consumidoras da concessionária. Enquanto a energia de entrada é medida pela medição de fronteira da área de concessão compreendida à distribuidora, a energia entregue é o somatório de toda energia medida nos medidores dos clientes da companhia. As perdas totais são comumente divididas em duas parcelas: as Perdas Técnicas (PT) e as Perdas Não-Técnicas (PNT), também conhecidas como perdas comerciais. (ANEEL, 2010)

As perdas técnicas ocorrem nos processos físicos relacionados com o transporte de energia elétrica e sua manipulação nos dispositivos de potência. Nos sistemas de distribuição, a maior parte desta perda está concentrada na dissipação da energia elétrica nos condutores em forma de calor, processo conhecido por efeito joule. As outras parcelas menores das PT estão distribuídas entre os dispositivos elétricos necessários para a operação/monitoramento correta da linha, como transformadores, medidores, e equipamentos de proteção. Os avanços tecnológicos nos sistemas de informática nas últimas décadas permitiram a implementação bem sucedida de modelos matemáticos para estimação das PT. Assim, atualmente as distribuidoras segmentam sua rede por nível de tensão e calculam estas perdas com precisão satisfatória, de forma que os investimentos realizados para sua redução são planejados com maior confiabilidade. (ANEEL, 2010)

A PNT, por sua vez, é apurada como a diferença entre a perda global e as perdas técnicas, e portanto engloba toda a perda excedente associada com a distribuição de energia elétrica. Conforme ANEEL (2010, citado por PENIN, 2008) sua origem está relacionada com os fatores abaixo:

- Inexistência de medidor em unidades consumidoras;
- Erros de leitura/faturamento;
- Falhas de medição pelos medidores;
- Furto de energia elétrica;

2.1.1 Inexistência de medidores em unidades consumidoras

Diversos fatores acarretam na falta de medição em unidades que consomem energia. Se por vezes alguns deles se dão pela falha da concessionária em prover um medidor adequado na instalação, outros são previstos legalmente em alguns casos, como iluminação pública, unidades consumidoras em vias públicas e outros. Nessas situações, o cliente, seja pessoa física ou jurídica, tem seu consumo estimado, o que pode impactar em PNT de intensidades dispersas. (PENIN, 2008)

2.1.2 Erros de Leitura/Faturamento

Os erros de leitura/faturamento acontecem ou por equívocos na leitura do registrador de energia do medidor, que na grande maioria dos casos é realizada por um colaborador da distribuidora, e como todo processo desprovido de automação e tecnologia, este está suscetível a erros humanos, ou pela conversão incorreta do consumo registrado em valor monetário, os denominados erros cadastrais.

Os erros de leitura estão relacionados com a diferença entre o valor lido nos registradores de um medidor com o valor que de fato está registrado por ele. Algumas vezes, essa discrepância ocorre por falha humana (leiturista digita/lê os números incorretos), e outras vezes por impossibilidade na leitura por dificuldade de acesso ao medidor, por exemplo, uma caixa de medição invadida por insetos ou inundação local. Nesses casos, geralmente a leitura errônea é compensada no próximo ciclo de faturamento. Porém, para efeitos de cálculos, esses erros impactam no aumento na perda pontual no ciclo de faturamento corrente. (PENIN, 2008)

Os erros cadastrais existem pela inserção incorreta das especificações de uma UC no sistema de gestão do faturamento da concessionária. Tais equívocos podem ocorrer em diversos grupos cadastrais, por exemplo nas especificações técnicas dos equipamentos de medição, na localização física da instalação, no tipo de tarifa aplicada, etc. (PENIN, 2008)

2.1.3 Falhas de medição pelos medidores

As falhas de medição acontecem quando há incompatibilidade entre o consumo registrado por um medidor e o consumo real demandando por aquela UC, de forma a ultrapassar o limite de tolerância na medição. É fundamental, neste

ponto, frisar que essas falhas não são previstas nas perdas técnicas, ainda que estejam relacionadas com um dispositivo elétrico. Os defeitos de medição se relacionam com as perdas devido ao mau funcionamento/programação dos equipamentos, e não com as perdas nos processos físicos de medição e transformação das grandezas elétricas. Assim, medidores com vida útil ultrapassada, com presença de defeitos eletromecânicos, ou programados de maneira incorreta refletirão diretamente nas PNT. (PENIN, 2008)

2.1.4 Furto de energia elétrica

Com a parcela mais representativa das PNT, o furto de energia elétrica consiste na manipulação parcial ou total da medição de energia de uma UC, motivada pela redução do valor a ser pago na fatura de energia elétrica. Existem diversas maneiras para se furtar energia elétrica da rede de distribuição, desde medidas mais rudimentares às mais robustas. Entretanto, algumas são mais corriqueiras e chamam mais atenção, conforme ANEEL (2010, citado por PENIN, 2008):

1. Ligação direta à rede concessionária;
2. Desvio no ramal de entrada;
3. Elemento móvel do medidor bloqueado por meio de perfuração da tampa de vidro ou base e introdução de objetos ou material estranho;
4. Ponteiros do medidor deslocados;
5. Ligações do medidor invertidas;
6. Terminal de prova aberto;
7. Bobina de potencial invertido;
8. Engrenagem do medidor substituído;
9. Dentes de engrenagens desgastados;
10. Elemento móvel empenado;
11. Chave de aferição aberta;
12. Lâmina da chave de aferição aberta;
13. Condutores de ligação entre a chave de aferição e medidor seccionados;
14. Condutores de ligação interno ao medidor seccionados ou invertidas;
15. Curto circuito nos secundários dos transformadores de corrente;

16. Sequência de fases invertidas (reativo);

17. Inserção de circuitos de manipulação interno/externo ao medidor;

De modo geral, as perdas por furto de energia variam significativamente com o perfil socioeconômico da área de concessão, englobando praticamente toda PNT de um grupo de consumidores em determinados casos. Os demais agentes podem ser reduzidos com a melhoria de processos interno a companhia, e/ou a aquisição de equipamentos de melhor qualidade.

O gráfico abaixo mostra a origem das PNT na área de concessão da EDP Escelsa em 2010, realizado pela própria distribuidora.

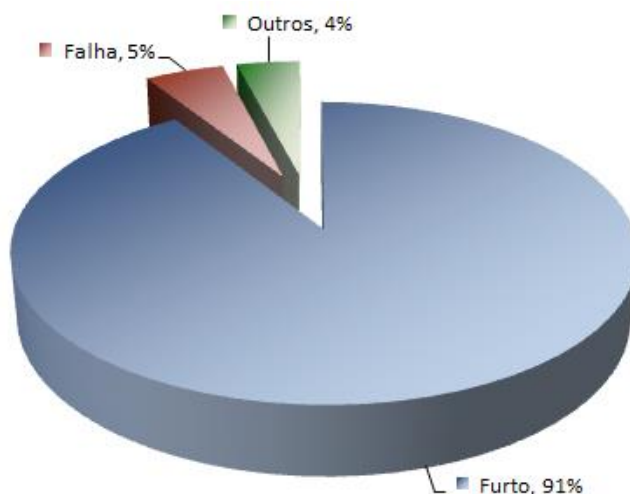


Gráfico 1 – Origem das PNT.

Fonte: (EDP Escelsa, 2010)

2.2 Regulação das Perdas Não-Técnicas

Durante muitos anos não houve tratamento regulatório rigoroso sobre as PNT nas concessionárias de energia. Basicamente, definia-se um limite máximo para perdas com intuito exclusivo de se obter a tarifa de energia elétrica a ser repassada aos consumidores finais, levando-se em conta macro indicadores, como prescreve ANEEL (2010): estudo por parte da concessionária a respeito da realidade social e econômica em sua área de concessão, histórico de perdas da região e a sua proposta para redução. Contudo, os métodos para o levantamento desses índices careciam de metodologia específica e padronizada, ignoravam a realidade socioeconômica dos consumidores de uma mesma concessionária, e definiam o teto

para as PNT considerando o histórico de desempenho da concessionária medido por ela mesmo. (ANEEL, 2010)

Esse cenário começou a se modificar após a resolução normativa nº234/2006 da ANEEL, que estabeleceu as novas diretrizes gerais para o tratamento regulatório das PNT. Muito mais abrangente e complexo, o cálculo para as perdas comerciais tornou-se mais inclusivo, levando em conta as diferentes realidades de cada região do país, estabelecendo índices para comparação entre concessionárias, e integrando no cálculo os indicadores de investimento e gestão por parte da empresa no combate as perdas. Dessa forma, por exemplo, nas empresas atuantes em áreas de complexidade social mais elevada, a meta imposta é mais branda, enquanto nas empresas que se mostram desorganizada na gestão dos seus ativos, ou apresentam um plano de investimento fraco, a meta é mais severa.

Salienta-se que não importa para empresa distribuidora apenas o quanto é possível reduzir as PNT, mas também o quanto é desejável. Do ponto de vista do empreendedor, um investimento só é justificável se resultar em lucro em um prazo satisfatório. Em determinadas situações, a concessionária é capaz de identificar e diminuir parte das perdas de uma região, porém os investimentos para essa medida não serão recuperados, seja pelo tamanho do parque ou pelo perfil de consumo dos clientes em questão. Por isso, na prática, um planejamento rigoroso é realizado com objetivo de mapear os focos de PNT, e assim definir quais as medidas serão utilizadas para redução.

Existem várias táticas e abordagens diferentes consideradas pelas concessionárias para se combater e prevenir as PNT. Essas estendem-se desde medidas de conscientização social a respeito dos riscos e consequências dos furtos, até a exteriorização completa da medição ao cliente, impossibilitando o acesso aos dispositivos de medição e blindando a rede (PENIN, 2008). Todavia, o recurso tecnológico de maior destaque no combate e prevenção de irregularidades é a medição remota, ou seja, o uso de equipamentos de transmissão das grandezas aferidas pelo medidor diretamente à concessionária.

2.3 Histórico da Telemedição no Setor Elétrico e na EDP Escelsa

A telemedição é um processo de comunicação automatizado, no qual as medições são realizadas remotamente e transmitidas por ondas eletromagnéticas a um receptor, que aglomera e processa as informações. No sistema elétrico,

telemedição é uma das tendências de investimento seguida por companhias em todo o mundo (ABRADEE, 2015). A obtenção das grandezas elétricas medidas remotamente de uma UC possibilitam o monitoramento e leitura em tempo real, reduzindo esforços na localização de intrusões realizadas por clientes e dispensando o leiturista em campo. O dispositivo embarcado que se encarrega do envio desses dados chama-se “remota”.

O primeiro conceito que surgiu de telemedição aplicado à rede de distribuição foi o AMR (*Automated Metering Reading*) em 1980, onde o medidor de energia era capaz de registrar as informações que aferia, e enviava esses dados remotamente (e de maneira unidirecional) para um servidor. Essa proposta inicial tinha visão exclusiva de economia nos custos com mão-de-obra humana. Sequencialmente, o sistema evoluiu de forma a garantir a bidirecionalidade da comunicação, possibilitando a alteração dos parâmetros da medição, além da suspensão ou religamento de uma instalação. (NETL, 2008)

Atualmente, o conceito mais moderno é denominado AMI (*Automated Metering Infrastructure*), que provê diversas funcionalidades aos medidores além da simples medição das grandezas elétricas. Essa tecnologia propõe ao medidor capacidade de medir, armazenar, processar, comunicar e interferir na rede, comunicando-se com os operadores através dos *softwares* adequados. Esses medidores são denominados medidores inteligentes, que quando integrados a estas redes inteligentes (*smart grids*), promovem interação contínua entre todos conectados ao sistema, sejam consumidores, geradores ou distribuidores. (NETL, 2008)

No Brasil, todavia, não existem projetos em alta escala para a implantação das redes inteligentes, devido ao seu alto custo de implantação e, também, há indefinições regulatórias sobre o tema. Alguns projetos de implantação, como o *InovCity* (EDP) e *Cidades do Futuro* (Cemig), estão sendo realizados pelas próprias distribuidoras, com recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) a fim de estudar a viabilidade de projetos mais ambiciosos.

O projeto de instalação de remotas nos medidores da EDP Escelsa iniciou-se em 2010, de maneira retraída. Os alvos primários do projeto eram os clientes de alta e média tensão, que apesar de constituírem apenas 0,3% do total de clientes da concessionária, representavam aproximadamente 60% da carga total atendida pela mesma. O objetivo principal, naquele momento, era monitorar os clientes de maior

demanda e garantir ação imediata para contingências, entre outros benefícios. Assim, todos os clientes do Grupo A tornaram-se telemedidos ao final de 2011.

O número de remotas instaladas, a partir daquele ano, cresceu exponencialmente, como mostra o gráfico 2. Essa tendência ainda é mantida atualmente, de forma que no ano de 2016 aproximadamente 15.000 remotas serão instaladas. A Figura 1 a seguir ilustra o total de medidores telemedidos atualmente (novembro 2016), exibidos conforme nível de tensão e tamanho do parque. (EDP, 2016).

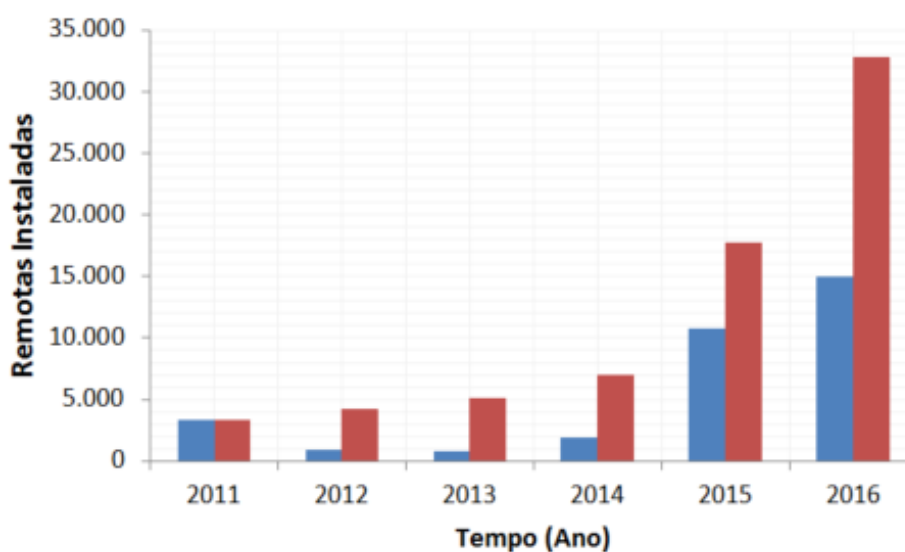


Gráfico 2 – Progressão do parque telemedido da EDP Escelsa em valores absolutos (em azul) e acumulados (em vermelho).

Fonte: EDP Escelsa (2016)

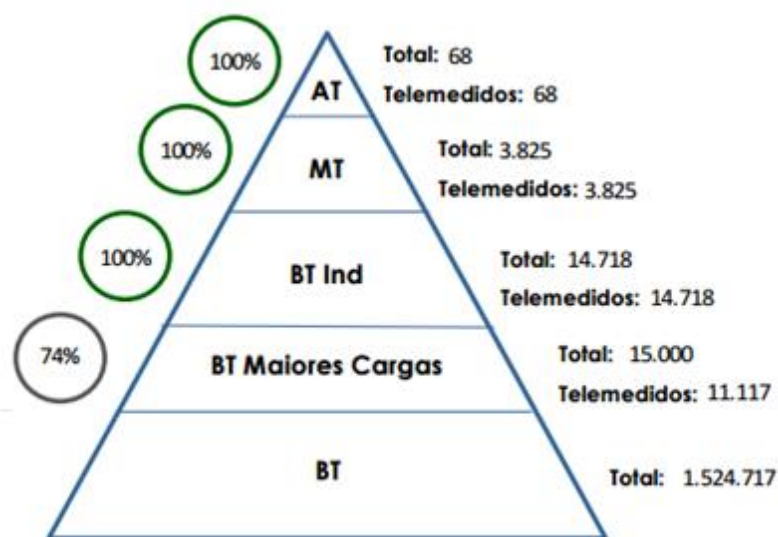


Figura 1 – Parque telemedido da EDP Escelsa.

Fonte: (EDP Escelsa, 2016)

2.4 Alarmes

A remota não está limitada somente a transmissão dos dados. Adicionalmente, ela contém um *software* embarcado que monitora as grandezas elétricas do medidor de 15 em 15 minutos. Quando as grandezas atingem valores que violam uma regra pré-estabelecida, são gerados avisos, denominados daqui pra frente de alarmes, sinalizando a possibilidade de uma irregularidade na instalação.

A análise contínua dos alarmes gerados pelas remotas contribuem significativamente na localização das fraudes e falhas nos medidores, uma vez que aumentam drasticamente a assertividade das inspeções realizadas em campo em relação àquelas sem telemetria.

A geração dos alarmes pelas remotas, porém, não são passivas de parametrizações específicas o suficiente para a realidade da atividade de cada UC, que possuem padrões de curvas de carga e perfis de consumo completamente diferenciados. Conseqüentemente, a maior parte desses alarmes são falso positivos, ou seja, alarmes que não apontam para nenhuma irregularidade na medição, seja por falha ou por fraude.

Uma remota atual conta com mais de trinta regras, que monitoram, além das grandezas elétricas, as condições operacionais do medidor, como temperatura e qualidade do sinal xG. Caso alguma regra seja ferida, a remota está programada para, neste caso, gerar um alarme para o sistema de monitoramento.

A seleção dos alarmes a serem analisados depende do grupo consumidor em questão, visto que esses possuem topologias de medição e normas de faturamento diferentes. Por isso, as possibilidades de falha e fraudes dependem do tipo da instalação, e conhecê-las é uma premissa imprescindível no processo de análise. As próximas subseções entram em detalhes dos alarmes pertinentes ao grupo de consumidores que exercem atividade comercial, e que, portanto, são as consideradas no escopo deste trabalho.

2.4.1 Corrente Zero

O alarme de corrente zero é ativado quando a remota detecta que as correntes aferidas pelo medidor em alguma de suas fases acusam valor zero por um tempo “td”. Contudo, é compreensível que a maior parte das UC consomem apenas em horário comercial (08:00 às 17:00), e portando um fator “fhc” é incrementado a inteligência da remota, de forma que fora do horário comercial um tempo maior é tolerado para ativação do alarme.

2.4.2 Corrente Desproporcional

O alarme de corrente desproporcional é ativado quando a remota detecta que as correntes aferidas pelo medidor atingem certo nível de desproporcionalidade, ou seja, seus valores encontram-se dispersos. Essa dispersão é medida por um fator “fd”, que é simplesmente a razão entre os módulos das correntes. Portanto, para cada intervalo de análise, compara-se as correntes gerando-se três “fd” para consumidores trifásicos e um “fd” para os bifásicos. Se algum desses fatores permanecerem fora da faixa tolerável por um tempo “td”, um alarme de corrente desproporcional é gerado.

2.4.3 Tensão Abaixo do Mínimo

O alarme de tensão abaixo do mínimo é ativado quando a remota detecta que as tensões aferidas pelo medidor em alguma de suas fases acusam valor menor que um valor de referência “Vm” por um período “td”.

2.4.4 Potência Negativa

O alarme de potência negativa é ativado quando a remota detecta que a potência calculada pelo medidor em alguma das fases é negativa por um tempo que maior que "td", independente da amplitude.

3 A CLASSE COMERCIAL

3.1 Generalidades

Como dito previamente, o mecanismo de análise desenvolvido neste trabalho tem como alvo as unidades consumidoras de classe comercial. Conforme a Resolução Normativa da 414/2010 da ANELL (Capítulo II, Seção I, Parágrafo 3º, Artigo 5º):

“A classe comercial, serviços e outras atividades caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, à exceção dos serviços públicos ou de outra atividade não prevista nas demais classes, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- I – Comercial;
- II – Serviços de transporte, exceto tração elétrica;
- III – Serviços de comunicações e telecomunicações;
- IV – Associação e entidades filantrópicas;
- V – Templos religiosos;
- VI – Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações;
- VII – Iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias;
- VIII – Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito;
- IX – Outros serviços e outras atividades.”

O artigo 6º, logo em seguida, estende as possibilidades mencionadas acima:

“Quando houver mais de uma atividade na mesma unidade consumidora, sua classificação deve corresponder àquela que apresentar a maior parcela da carga instalada. O consumidor pode

solicitar medição em separado, constituindo-se em uma nova unidade consumidora, desde que viável tecnicamente.”

Engloba-se dentro desta classe a maior parte das instalações não-residenciais nas zonas urbanas. No atual parque de teledados da EDP Escelsa, aproximadamente 13000 medidores teledados estão em estabelecimentos de classe comercial distribuídos pelo estado do Espírito Santo, correspondendo a quase 50% do parque total com telemedição.

3.2 Perfil de Consumo

O perfil de consumo das instalações comerciais possui uma curva característica típica, que inclui a maior parte dos empreendimentos. Em geral, os comércios abrem e fecham as portas no mesmo horário de segunda-feira à sexta-feira, nos sábados funcionam até o 12:00 e no domingo não funcionam. Durante o expediente, estes estabelecimentos acionam sempre as mesmas cargas, que são aquelas essenciais para o funcionamento de sua atividade cotidiana.

Porém, independente da atividade que o consumidor exerce, há um tipo de carga cujo consumo muda durante o ano: as máquinas térmicas. Seja para conforto térmico ou refrigeração, tanto a demanda quanto o tempo de operação dessas cargas aumentam nos meses mais quentes do ano, em contraste com as demais, que tendem a permanecer com o funcionamento padrão dos meses mais frios.

A alteração na curva de carga depende da proporção entre os valores de demanda das cargas térmicas em relação as demais nos meses mais quentes, quando estas cargas são acionadas. Unidades consumidoras com muitos ar-condicionados, por exemplo, podem dobrar ou até triplicar o seu consumo. Em contrapartida, os estabelecimentos que não possuem essas máquinas não terão sua curva modificada pela sazonalidade.

A magnitude desta alteração no consumo é susceptível a fatores diversos, como o tipo do empreendimento, a localização geográfica na área de distribuição, a pluviosidade anual registrada, o aquecimento da economia, entre outros. As figuras abaixo ilustram curvas de carga de instalações comerciais, que possuem alterações de consumo distintas conforme as mudanças de estações.

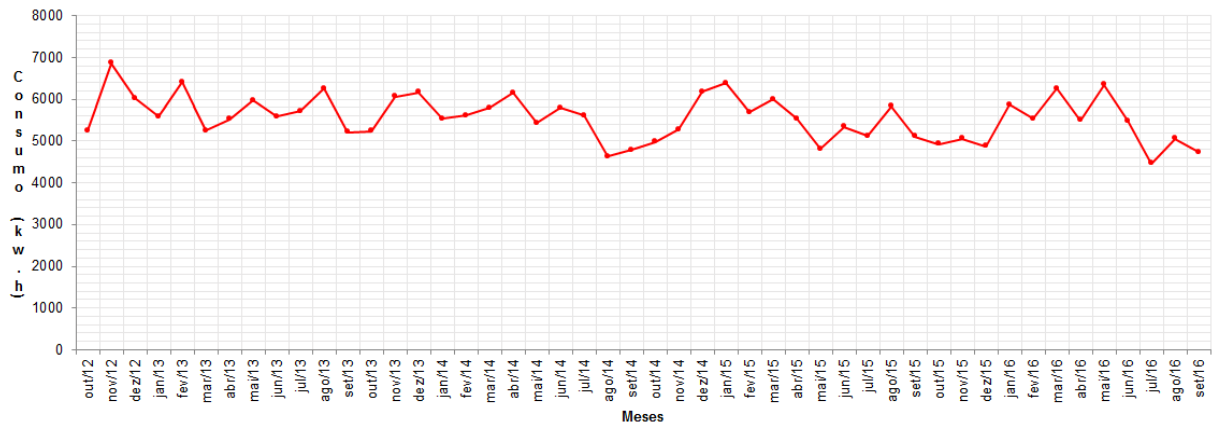


Gráfico 3 - Curva de carga de um consumidor cuja demanda não muda conforme as estações do ano.

Fonte: Elaboração do Autor

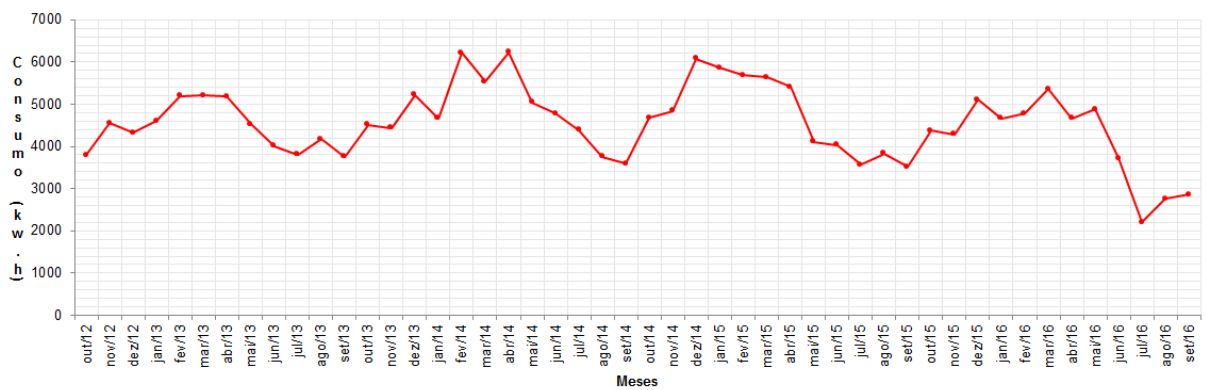


Gráfico 4 - Curva de carga de um consumidor cuja demanda oscila aproximadamente entre 20~50% conforme as estações do ano.

Fonte: Elaboração do Autor

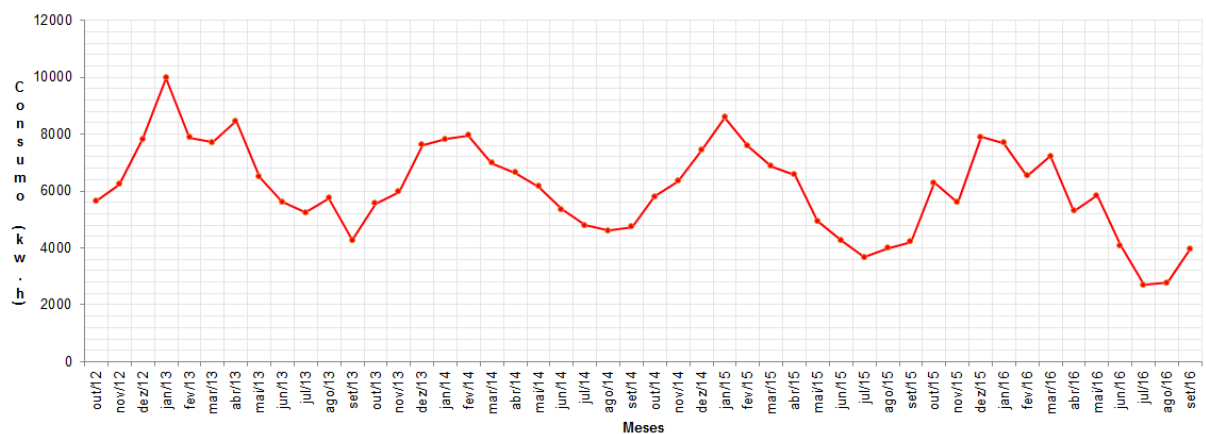


Gráfico 5 - Curva de carga de um consumidor cuja demanda oscila aproximadamente entre 100~150% conforme as estações do ano.

Fonte: Elaboração do Autor

Ademais, há outros tipos de empreendimentos que não seguem esse modelo de curva típica, pelos mesmos motivos já supracitados. Alguns deles, por exemplo, têm diminuição de clientela durante o verão, ou simplesmente carecem de padrão de consumo bem definido.

4 METODOLOGIA

A metodologia descrita neste capítulo foi desenvolvida de forma sequencial para alcançar o objetivo geral, que é um mecanismo de detecção de fraudes e falhas na medição de consumidores telemedidos de atividade comercial. A primeira etapa consiste no desenvolvimento de um mecanismo estático de análise, enquanto a segunda em um dinâmico, conforme será exposto a seguir.

4.1 Mecanismo Estático

O mecanismo estático tem essa denominação por buscar irregularidades a partir de comportamentos anômalos detectados em uma UC no momento em que elas ocorrem. Dessa maneira, sempre que alguma das grandezas elétricas pertinentes apresentarem valores atípicos para as UC de atividade comercial, será realizada uma análise computacional em seus dados, para se concluir se a instalação deve seguir para análise humana ou não.

O gatilho para ativação do algoritmo é justamente os alarmes citados no capítulo anterior. Uma vez que a maior parte dos alarmes gerados são falsos positivos, o algoritmo deve ser capaz de eliminar a maior parte possível desses alarmes falsos, sem que elimine um caso irregular sequer. Portanto, antes de expor o algoritmo, faz-se necessário uma explicação sobre as características de cargas que geram alarmes falso-positivo pela remota.

4.1.1 Comportamento esperado, falsos positivos e irregularidades

Essa seção é dedicada ao esclarecimento de como as grandezas elétricas que ativam os alarmes se comportam nos estabelecimentos de atividades comerciais. Portanto, uma análise do comportamento esperado dessas variáveis é realizada, comparando-as com comportamentos das irregularidades e considerando os possíveis falsos positivos.

4.1.1.1 Corrente Zero

4.1.1.1.1 Comportamento Esperado

Em geral, assume-se que a presença de alarmes de corrente zero na atividade comercial não seja tolerada durante o horário comercial. Geralmente, comércios em

geral abrem as portas antes do horário comercial, e as fecham no período noturno geralmente após as 17:00.

Aos sábados alguns estabelecimentos funcionam e outros não. Por isso, os alarmes dos sábados não são analisados.

Aos domingos e feriados os alarmes de corrente zero não são analisados.

4.1.1.1.2 Falsos Positivos

Por mais que seja um fato mais raro nesse segmentos, existem estabelecimentos que não funcionam em algum dia da semana específico, por exemplo os salões de beleza, que em geral não abrem as portas nas segundas-feiras, assim como algumas lanchonetes. Alternativamente, pode acontecer de algum comércio específico não abrir em algum dia por algum motivo pontual.

Algumas UC são desativadas sem que o contratante solicite o desligamento da instalação pela EDP Escelsa, causando sucessivos alarmes de corrente zero.

Finalmente, algumas instalações naturalmente possuem corrente zero em alguma(s) de sua(s) fase(s), seja por mau distribuição de carga, seja por falta de carga.

4.1.1.1.3 Irregularidades

Representando a maior parte das irregularidades detectadas pelos alarmes estáticos, as fraudes e falhas que ativam os alarmes de corrente zero são as mais demoradas de se encontrar, pois o número de FP que são gerados também são elevados.

Defeitos nos transformadores de corrente (TC) é a principal causa de falha detectada pelo alarme de corrente zero nos clientes de medição indireta. Geralmente é causado quando a UC aumenta sua demanda ao longo do tempo, e o TC que fora projetado a princípio não suporta mais a corrente atual a longo prazo. Esses casos são facilmente identificados e reparados em campo.

Outros defeitos possíveis são os que ocorrem interiormente ao medidor, nos componentes eletrônicos do circuito de medição. Esse defeito é mais incomum, e pode acontecer tanto nas UC de medição direta ou indireta, que são aquelas que necessitam de transformador de corrente(TC) ou de potencial (TP).

Diversas fraudes podem ser realizadas que causam corrente zero. Este trabalho, por ser público, não entrará em detalhes sobre a natureza dessas irregularidades, limitando-se a citação das fraudes desse grupo pela Aneel:

- Ligação direta à rede concessionária;
- Desvio no ramal de entrada;
- Chave de aferição aberta;
- Lâmina da chave de aferição aberta;
- Condutores de ligação entre a chave de aferição e medidor seccionados
- Condutores de ligação interno ao medidor seccionados ou invertidas;
- Curto circuito nos secundários dos transformadores de corrente;
- Inserção de circuitos de manipulação interno/externo ao medidor;

4.1.1.1.4 O Mecanismo de Corrente Zero

No mecanismo estático de corrente zero, a única maneira de se evitar os falsos positivos recorrentes é designando marcadores temporais às instalações, de forma que seu alarme seja ignorado por um período específico. Novas instalações com esses comportamentos atípicos serão analisadas ao menos uma vez, para que então um marcador também seja designado. As demais serão inspecionadas por apresentarem mudanças no comportamento, indicando possível irregularidade.

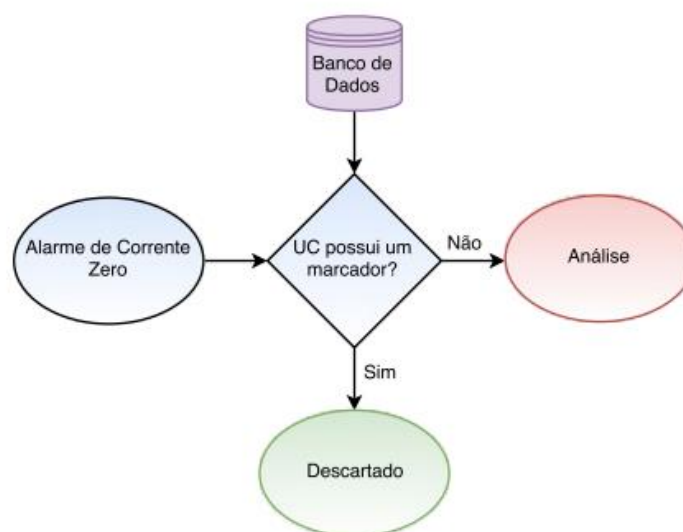


Figura 2 - Fluxograma do mecanismo estático de análise do alarme de corrente zero.

4.1.1.2 Corrente Desproporcional

4.1.1.2.1 Comportamento Esperado

As UC de atividade comercial formam, em conjunto com a atividade residencial, o grupo em que o alarme de corrente desproporcional é menos efetivo.

Isso é justificado pelo fato que o consumo de comércios distintos podem variar, mensalmente, de alguns kW.h até dezenas de MW.h. Se por um lado os empreendimentos de maiores cargas mantêm as correntes nas fases altas e relativamente equilibradas, pequenos estabelecimentos operam com diversos dispositivos de demanda baixa, geralmente monofásicos, ocasionando em correntes de amplitudes dispersas.

4.1.1.2.2 Falsos Positivos

A consequência, portanto, são ativações de alarmes de correntes desproporcionais para a maior parte das instalações, ainda que selecionando intervalo largos para o fator “fd”.

Conclui-se, assim, que o comportamento esperado em termos da desproporcionalidade das correntes não se distingue do comportamento de uma instalação irregular, se considerarmos apenas os parâmetros disponíveis na remota para ativação do alarme.

4.1.1.2.3 Irregularidades

As irregularidades que geram alarmes de corrente desproporcional são listadas abaixo:

- Ligação direta parcial à rede concessionária;
- Desvio parcial no ramal de entrada;
- Chave de aferição aberta;
- Lâmina da chave de aferição aberta;
- Condutores de ligação entre a chave de aferição e medidor seccionados
- Condutores de ligação interno ao medidor seccionados ou invertidas;
- Curto circuito nos secundários dos transformadores de corrente;
- Inserção de circuitos de manipulação interno/externo ao medidor;

Não há defeitos específicos que causam desproporcionalidade na corrente, senão aqueles já citados no alarme de corrente zero.

4.1.1.2.4 Mecanismo da Corrente Desproporcional

O mecanismo de análise desenvolvido para as correntes desproporcionais agrega mais uma variável, além do fator “fd” e “tc”, de forma a contornar o problema do número elevado de falso positivos. O algoritmo considera também a amplitude da corrente durante o tempo de ativação do alarme, formando assim um conjunto de três variáveis para implicar em uma análise futura.

As amplitudes das correntes, apesar de não serem relevantes para a ativação do alarme pela remota, são registradas no período da ativação do mesmo, sendo possível considerá-las no algoritmo.

O Gráfico 6 ilustra melhor como funciona o mecanismo de pré-seleção supracitado. Alarmes de corrente desproporcionais causados por correntes de baixa amplitude são ignorados para ativar o algoritmo. A partir de um determinado valor de corrente, o gatilho ou não para a ativação do algoritmo será determinado pela combinação do fator de desproporcionalidade (fd) e o tempo (td) em que a anomalia permanece ativa na instalação. Como já explicado, quanto maior for a magnitude da corrente, mais incomum é que seus valores se desequilibre nas outras fases.

Complementarmente, o fluxograma abaixo ilustra como ocorre o processo de decisão do mecanismo de corrente desproporcional.

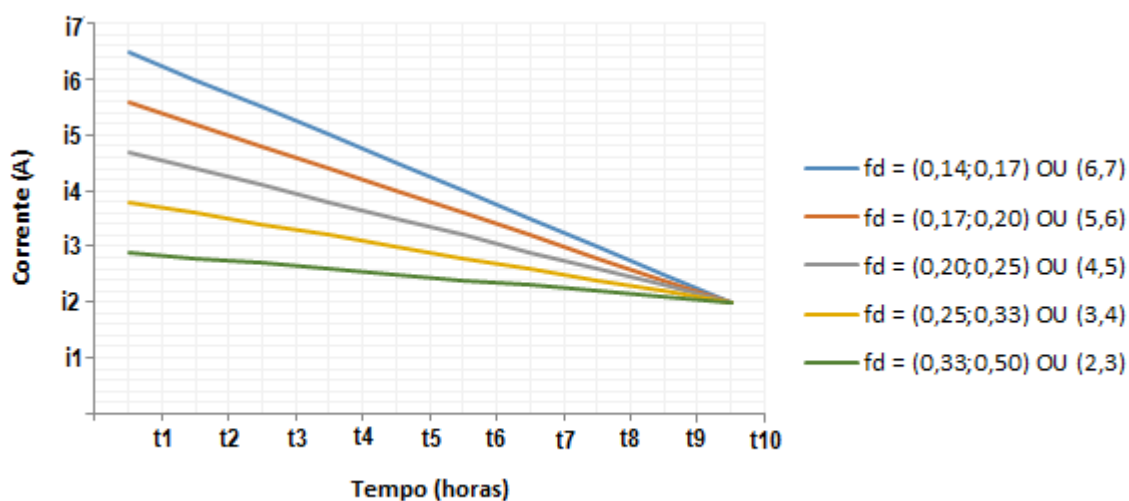


Gráfico 6 – Relação entre corrente, fator de desproporcionalidade e tempo para ativação do algoritmo de corrente desproporcional.

Fonte: Elaboração do Autor.

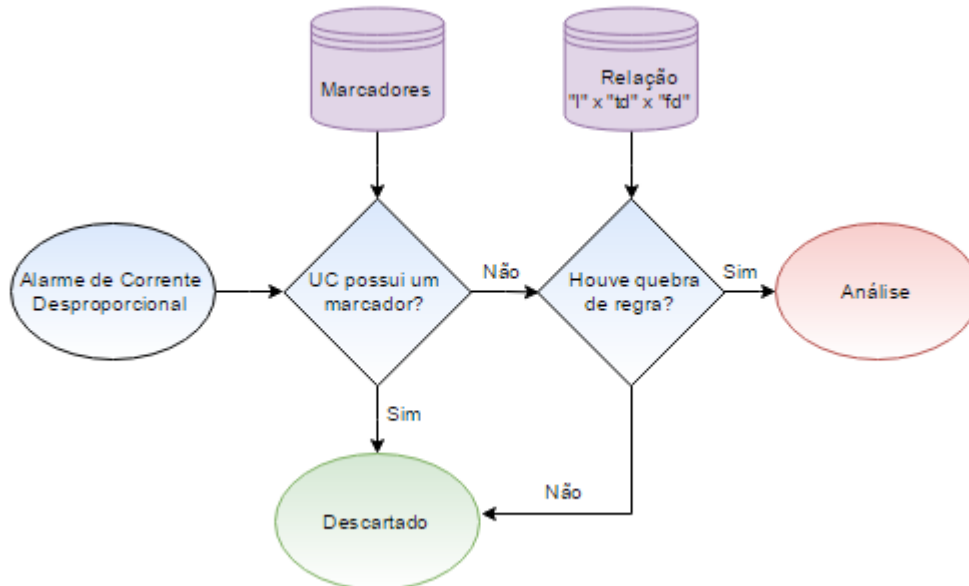


Figura 3 - Fluxograma do mecanismo estático de análise do alarme de corrente desproporcional.

Fonte: Elaboração do Autor

4.1.1.3 Tensão Abaixo do Mínimo

4.1.1.3.1 Comportamento Esperado

O comportamento esperado da tensão entregue é que ela se mantenha o mais próximo possível do valor de fornecimento estipulado para a respectiva UC, conforme a Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, (Art. 12, Seção V).

Porém, as variações de demanda diárias por parte dos consumidores provocam oscilações na tensão entregue, de forma que uma faixa de valores é tolerada sem ocorrência de multa, conforme o Capítulo 2, Módulo 8 PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). - Qualidade de Energia Elétrica.

4.1.1.3.2 Falso Positivos

O fator que mais contribui para os falsos positivos nos alarmes de tensão abaixo do mínimo são os eventos que causam falta de tensão na rede de distribuição. Tais eventos acontecem de forma imprevisível por agentes externos ao

cliente, e por isso sua ocorrência é esperada para qualquer tipo de consumidor. Condições meteorológicas extremas e intervenção na rede por pessoas não autorizadas são típicos causadores de falta de tensão.

Outra causa corriqueira desses FP ocorre em instalações mais antigas, cujo disjuntor geral era instalado antes da medição. Nesse caso, se esse disjuntor é acionado, o medidor será desligado após o término de sua bateria, e a remota enviará todas as suas grandezas com valor nulo, ativando tanto o alarme de tensão abaixo do mínimo como o de corrente zero. Atualmente, contudo, tal prática foi abolida na EDP Escelsa, conforme as normas de fornecimento de energia elétrica da empresa.

4.1.1.3.3 Irregularidades

Defeitos nos transformadores de potencial (TP) é a principal causa de falha detectada pelo alarme de tensão zero nos clientes de medição indireta. Esses casos são facilmente identificados e reparados em campo.

Já as fraudes são listadas abaixo:

- Condutores de ligação entre a chave de aferição e medidor seccionados;
- Condutores de ligação interno ao medidor seccionados ou invertidas;
- Inserção de circuitos de manipulação interno/externo ao medidor;

4.1.1.3.4 Mecanismo da Tensão Abaixo do Mínimo

Para as instalações comerciais, não há necessidade de inclusão de mais variáveis, senão as já explicadas no capítulo dois acima. Estipular um valor mínimo “Vm” e um tempo “td” adequado é suficiente para que o mecanismo funciona com assertividade elevada, uma vez que, nesses casos, é impossível distinguir um FP de um caso irregular sem o envio de uma inspeção em campo.

4.1.1.4 Potência Ativa Negativa

4.1.1.4.1 Comportamento Esperado

Normalmente, espera-se que o valor da potência ativa calculada pelos medidores tenha, em todas as fases, valores positivos. Isso pode ser justificado pelas equações abaixo.

$$\dot{V}_a = |V_a| \angle \phi_{V_a} \quad (1)$$

$$\dot{I}_a = |I_a| \angle \phi_{I_a} \quad (2)$$

$$P_a = |V_a| \cdot |I_a| \cdot \cos(\phi_{V_a} - \phi_{I_a}) \quad (3)$$

Os medidores eletrônicos calculam a potência ativa (equação 3) a partir dos módulos e ângulos de tensão (equação 1) e corrente medida (equação 2).

O módulo da defasagem entre os ângulos de tensão e corrente variam de -90° a 90° , dependendo dos tipos de cargas que são acionadas pelo cliente. No caso de cargas puramente indutivas ou capacitivas, a diferença será de 90° (NILSSON, 2007). Assim, independente da carga, pela equação 3 vê-se que a potência ativa sempre será positiva, pois o cosseno estará entre zero e um.

4.1.1.4.2 Falso Positivos

Na teoria, como mostrado acima, fica claro que a potência ativa calculada pelo medidor não pode ser negativa, em nenhuma hipótese. Na prática, porém, há situações nas quais isso ocorre.

A primeira delas é uma característica operacional de um fabricante de medidores em específico, que acontece quando a instalação medida encontra-se com alguma(s) da(s) sua(s) fase(s) a vazio (ausência de carga), e a(s) demais com alguma carga. Sob essas circunstâncias, no próprio medidor uma corrente parasita é induzida na fase a vazio. Por menor que seja essa corrente, o seu ângulo é o mesmo da fase que a induziu, e por consequência a potência calculada pelo medidor na fase a vazio pode, eventualmente, ser maior que 90° , e assim o medidor acaba por calcular uma potência negativa.

Adicionalmente, o aumento de clientes de micro/mini geração tem crescido de forma abrupta no estado do Espírito Santo, que já conta com mais de 100 UC regularizadas (EDP, 2016). Naturalmente, nessas instalações há periodicamente uma inversão no fluxo de potência convencional, ou seja, há momentos que o cliente injeta potência ativa na rede. Nesses casos, são colocados os marcadores já citados no banco de dados de marcadores, para que essas instalações sejam encaminhadas para o algoritmo com periodicidade maior, mas sem as excluir, s afinal ainda são susceptíveis a realização de fraudes.

Porém, o fator que acarreta a maior parte dos alarmes FP é a presença de banco de capacitores (BC) avariados na instalação. Um estudo feito pelo autor revelou que alguns medidores em UC com banco(s) de capacitores instalado(s) calculavam potência negativa em uma de suas fases. Estes casos foram mapeados afim de se diagnosticar o porquê desses eventos, que culminou na descoberta de três condições necessárias para o acontecimento dessas ocorrências:

- Instalações com BC trifásicos ligados na configuração delta;
- O grupo de capacitor de uma ou duas das fases encontravam-se avariados (circuito aberto);
- Por algum momento nessas instalações o BC era a carga exclusiva ou majoritária.

Para ilustrar o problema, considere os circuitos abaixo e suas equações. A figura 4 representa um banco de capacitor trifásico ligado em Delta, com operação normal. Considerando a sequência de fase positiva, as equações que representam as tensões da rede são:

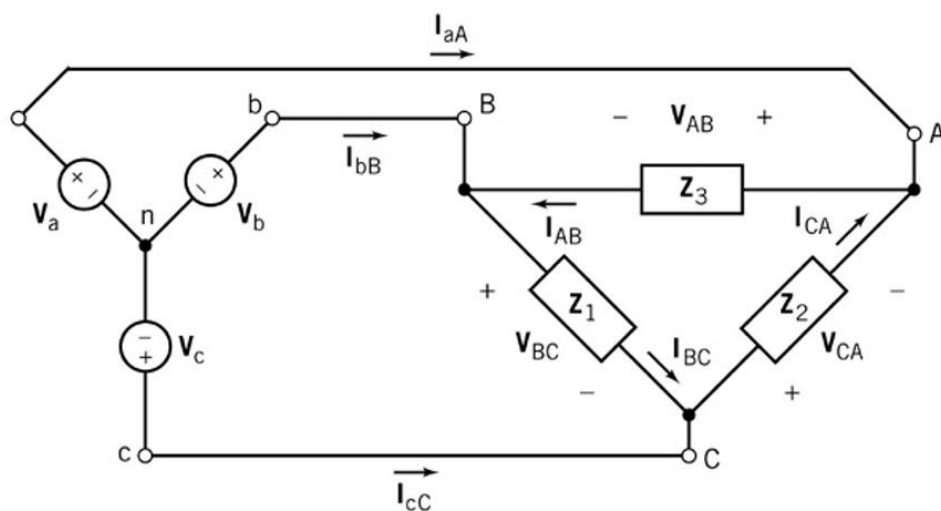


Figura 4 – Esquema de ligação de um banco de capacitor trifásico ligado em Delta com funcionamento normal.

Fonte: Elaboração do Autor

$$\dot{V}_a = |V|\angle 0 \quad (4)$$

$$\dot{V}_b = |V|\angle -120 \quad (5)$$

$$\dot{V}_c = |V|\angle 120 \quad (6)$$

Assim, as correntes que fluem nos bancos de capacitores são:

$$I_{ab} = \frac{V_{ab}\angle 30^\circ}{Z_c\angle -90^\circ} = |I|\angle 120^\circ$$

$$I_{ca} = \frac{V_{ca}\angle 150^\circ}{Z_c\angle -90^\circ} = |I|\angle 240^\circ$$

$$I_{bc} = \frac{V_{cb}\angle -90^\circ}{Z_c\angle -90^\circ} = |I|\angle 0^\circ$$

Finalmente, as correntes na rede podem ser calculadas:

$$I_{aA} = I_{ab}\angle 120^\circ - I_{ca}\angle 240^\circ = \sqrt{3}|I|\angle 90^\circ$$

$$I_{bB} = I_{bc}\angle 0^\circ - I_{ab}\angle 120^\circ = \sqrt{3}|I|\angle -30^\circ$$

$$I_{cC} = I_{ca}\angle 240^\circ - I_{bc}\angle 0^\circ = \sqrt{3}|I|\angle -150^\circ$$

Nota-se que a defasagem, neste caso, entre as tensões da rede e as correntes na rede são de 90° . Ou seja, como esperado, toda potência consumida pela carga é potência reativa.

Consideremos agora o caso em que um dos bancos de capacitores estejam danificados, ou seja, um circuito aberto.

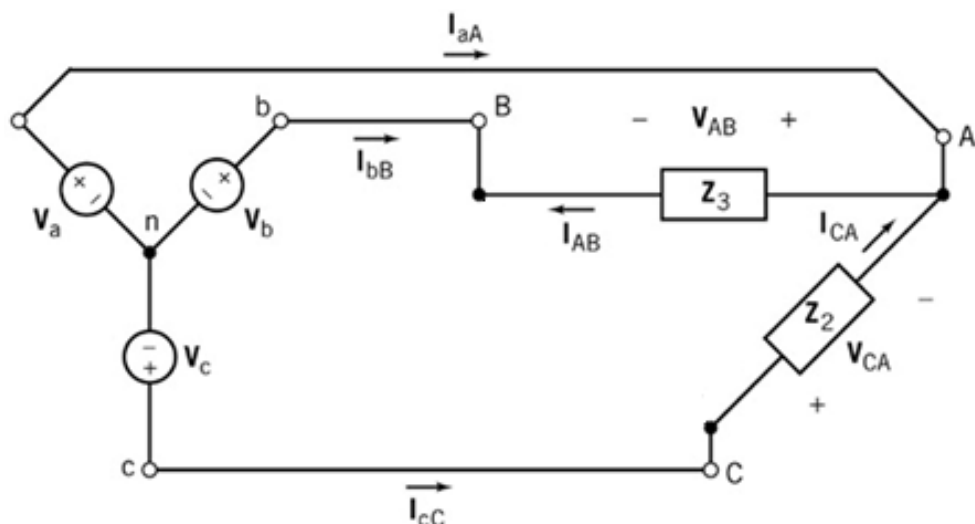


Figura 5 – Esquema de ligação de um banco de capacitor trifásico ligado em Delta com uma fase avariada.

Fonte: Elaboração do Autor

As novas equações das correntes no capacitor são:

$$I_{ab} = \frac{V_{ab} \angle 30^\circ}{Z_c \angle -90^\circ} = I_x \angle 120^\circ$$

$$I_{ca} = \frac{V_{ca} \angle 150^\circ}{Z_c \angle -90^\circ} = I_x \angle 240^\circ$$

$$I_{bc} = 0$$

Portanto, as correntes na rede:

$$I_{aA} = I_{ab} \angle 120^\circ - I_{ca} \angle 240^\circ = \sqrt{3} |I| \angle 90^\circ$$

$$I_{bB} = 0 - I_{ab} \angle 120^\circ = |I| \angle -60^\circ$$

$$I_{cC} = I_{ca} \angle 240^\circ - 0 = |I| \angle 240^\circ$$

Nesta situação, a defasagem entre corrente e tensão na fase A permanecem iguais a 90° , contudo, vê-se que na fase B a tensão encontra-se 60° defasada da

corrente, enquanto na fase C ambas estão 120° defasadas. Neste caso, as potências negativas calculadas são:

$$P_a = |V| \cdot \sqrt{3}|I| \cdot \cos(90^\circ) = |V_a| \cdot |I_a| \cdot 0 = 0$$

$$P_b = |V| \cdot |I| \cdot \cos(60^\circ) = |V_a| \cdot |I_a| \cdot 0,50$$

$$P_c = |V| \cdot \sqrt{3}|I| \cdot \cos(120^\circ) = |V_a| \cdot |I_a| \cdot -0,50$$

Conclui-se que apesar da potência ativa total ser nula na instalação, o medidor aferirá uma potência ativa negativa complementar a uma ativa, conforme mostrado nas equações acima.

Consideraremos o caso de dois capacitores avariados.

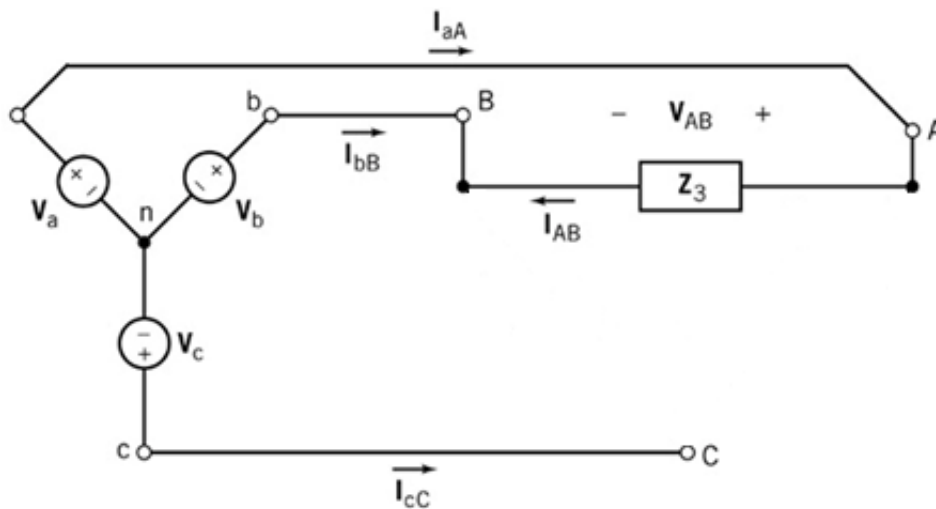


Figura 6 - Esquema de ligação de um banco de capacitor trifásico ligado em Delta com duas fases avariadas.

Fonte: Elaboração do Autor

$$I_{ab} = \frac{V_{ab} \angle 30^\circ}{Z_c \angle -90^\circ} = |I| \angle 120^\circ$$

$$I_{ca} = 0$$

$$I_{bc} = 0$$

Assim, as correntes na rede podem ser calculadas:

$$I_{aA} = I_{ab} \angle 120^\circ - 0 = |I| \angle 120^\circ$$

$$I_{bB} = 0 - I_{ab} \angle 120^\circ = |I| \angle -60^\circ$$

$$I_{cC} = 0 - 0 = 0$$

E finalmente, as potências:

$$P_a = |V| \cdot |I| \cdot \cos(120^\circ) = |V_a| \cdot |I_a| \cdot -0,5$$

$$P_b = |V| \cdot |I| \cdot \cos(60^\circ) = |V_a| \cdot |I_a| \cdot 0,50$$

$$P_c = |V| \cdot |0| = 0$$

Vê-se, de maneira análoga, o medidor afere uma potência ativa negativa oposta a uma potência ativa positiva, de forma que a soma de ambas resulte em zero, ou seja, ausência de potência ativa.

Esse tipo de falso positivo, como já mencionado, aparecerá sempre que um banco em delta que estiver avariado for ligado como carga exclusiva, ou quando essa “potência ativa” calculada pelo medidor for muito maior que as demais cargas ligadas. Percebe-se que o valor da potência ativa calculada tem metade do valor da potência reativa do banco de capacitor naquela fase.

Este problema não pode ser tratado fisicamente, uma vez que os BC são de propriedade do cliente. A razão de sua ocorrência excessiva é que antigamente os clientes do Grupo B poderiam pagar pelo consumo excessivo de reativo quando o fator de potência estivesse abaixo da faixa estabelecida, se fosse da vontade da distribuidora a instalação de medidor adequado. Desde 2012, contudo, a ANEEL aboliu a possibilidade de cobrança de excesso de reativo desses clientes, tornando essa prática exclusiva a clientes do Grupo A. Assim, quando avariados, não há interesse em reparação dos BC por parte dos clientes do Grupo B.

4.1.1.4.3 Irregularidades

Não há defeitos específicos que façam com que o medidor calcule potência ativa negativa. Todavia, eventualmente acontece do inspetor se equivocar e realizar a ligação em campo de maneira invertida. Esses casos são rapidamente identificados pelo mecanismo e uma inspeção de correção é gerada pelo analista.

Novamente, sem entrar em muitos detalhes, abaixo encontra-se a lista de possíveis fraudes que ocasionam em potência negativa:

- Ligações do medidor invertidas;
- Condutores de ligação interno ao medidor seccionados ou invertidas;
- Mudança do sequenciamento de fase nos medidores indiretos;

4.1.1.4.4 Mecanismo da Potência Negativa

O mecanismo de análise da potência negativa é mostrado no diagrama abaixo.

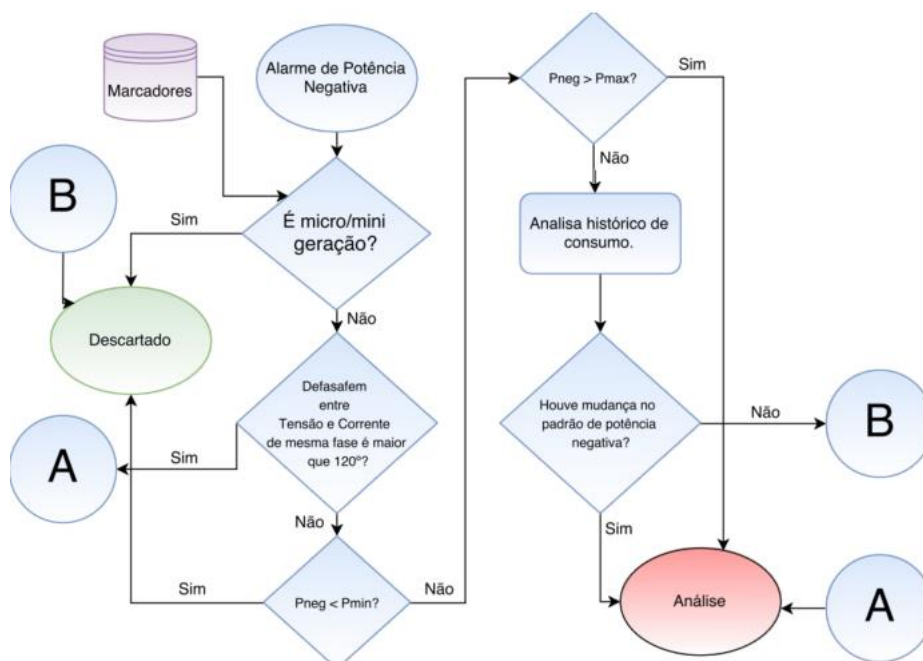


Figura 7 – Fluxograma do mecanismo estático dos alarmes de potência negativa

Fonte: Elaboração do Autor

Após a ativação de um alarme de potência negativa, inicialmente é analisado se a instalação é micro ou mini geradora de energia, e caso seja, se é cabível analisá-la ou não.

O segundo processo averigua se no cálculo da potência negativa a defasagem entre a tensão e corrente de uma mesma fase é superior a 120°. Caso

seja, é imediatamente enviada para o bloco de análise, uma vez que não há FP cuja defasagem entre essas grandezas seja superior a 120° .

Após isso, avalia-se a magnitude da potência negativa registrada. Se for muito pequena, menor que um valor P_{min} estipulado, o alarme é descartado. Se for muito grande, maior que P_{max} , é imediatamente enviado para o bloco de análise.

A escolha do valor de P_{max} é oriundo de um estudo também feito pelo autor acerca das potências reativas dos bancos de capacitores instalados em campo, enquanto de P_{min} é um valor suficiente para se ignorar a medição de correntes parasitas, conforme explicado.

Finalmente, chega-se ao último bloco de análise do mecanismo de potência negativa. Apenas instalações cuja potência negativa esteja num valor entre P_{min} e P_{max} , e a defasagem entre tensão e corrente de mesma fase esteja entre 90° e 120° chegam nesse ponto. Neste bloco, acessa-se os dados fasoriais, que são todas as grandezas elétricas aferidas pelo medidor, dispostos de hora em hora, e averigua-se se houve mudança no perfil da potência negativa da UC, comparando-se média curta com a média longa. Caso haja, a instalação segue para análise humana.

4.2 Mecanismo Dinâmico

Como já foi explicitado, o mecanismo dinâmico complementa o estático na busca por irregularidades e eliminação dos falsos positivos. Todavia, o fluxo da análise dinâmica não é ativado pelos alarmes da remota, operando de maneira independente e englobando todas as instalações comerciais como entrada do algoritmo.

Por isso, o mecanismo dinâmico não tem como saída o envio ou não de uma instalação para análise. Criteriosamente, ele ranqueia as UC conforme a discrepância de sua de curva de carga em relação a uma curva modelo esperada. O número de UC a serem analisadas posteriormente será determinada por um “corte de análise”, que dependerá, entre outros fatores, da oferta de recurso humano para análise e da experiência do analista.

Basicamente, são quatro etapas que compõe esse mecanismo. A metodologia usada para o desenvolvimento de cada uma delas será ilustrada na Figura 8 abaixo:

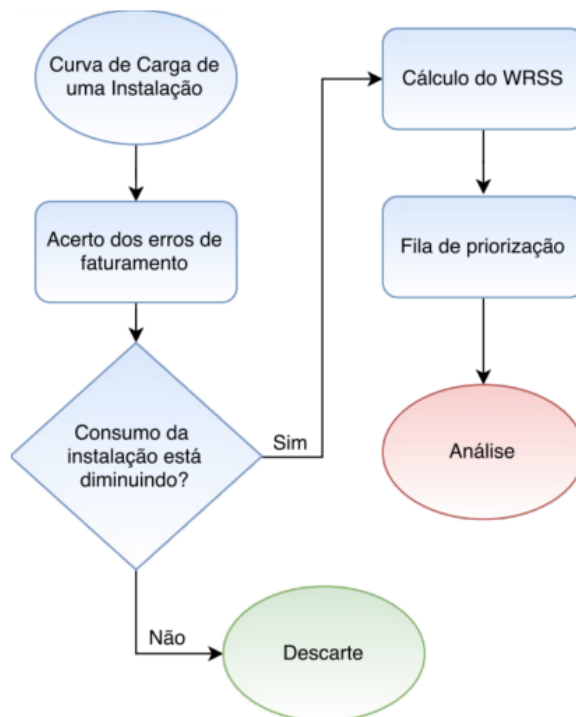


Figura 8 – Fluxograma do mecanismo dinâmico de análise

Fonte: Elaboração do Autor

4.2.1 Detecção e Acerto dos Erros de Leitura/Faturamento

O primeiro processo realizado no mecanismo dinâmico é a verificação da existência de erros na curva de consumo de uma instalação. Entende-se por erro de leitura ou faturamento o registro e cobrança por um consumo de energia elétrica divergente com o real da instalação. Sem essa tratativa inicial, todo o algoritmo é corrompido por valores incoerentes, como será mostrado a seguir.

Os erros de leitura, quando passam despercebido pelo sistema de faturamento da empresa, causam geralmente aumento ou diminuição abrupta no valor monetário a ser cobrado do cliente. Por isso, normalmente tais erros são compensados logo no próximo ciclo de faturamento, seja retrocedendo a leitura registrada ou a adiantando para o valor correto.

Para corrigir tal erro, basta considerar a média aritmética de ambos valores incoerentes, ou seja, o primeiro consumo que foi lido errado e o segundo que veio para o corrigir. Adicionalmente, o valor corrigido também engloba o consumo real do mês passado e do novo, portanto a média é uma boa aproximação, apesar de ainda não representar o valor real.

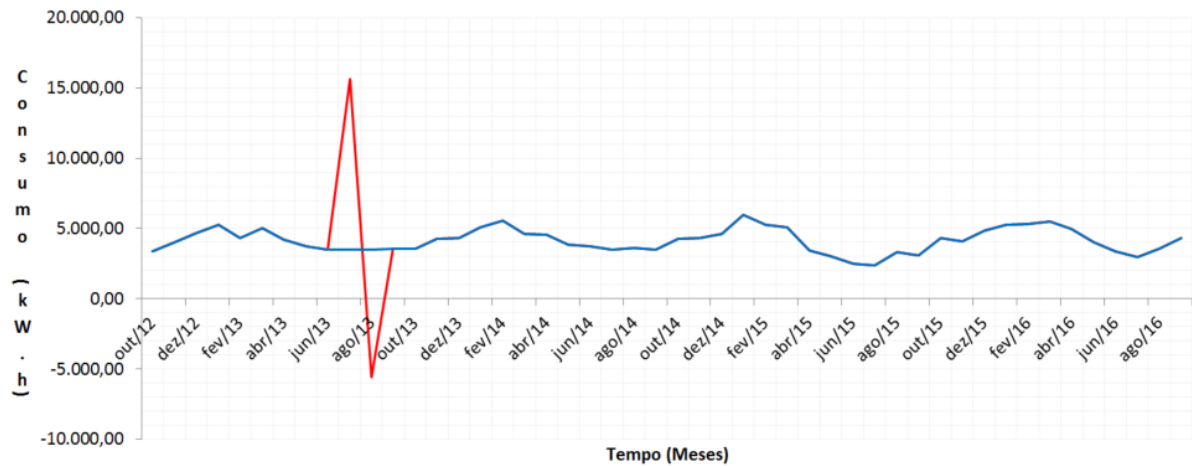


Gráfico 7 – Curva de carga com erro de faturamento (em vermelho) em julho/2013

Fonte: Elaboração do Autor

No gráfico 7, por exemplo, o mês de julho/2013 teve um erro de leitura, que fora corrigido imediatamente no mês seguinte, agosto/2013.

Eventualmente, porém, as discrepâncias na curva de carga não são necessariamente um erro de leitura, e sim um aumento no consumo da instalação por um motivo específico. Nesses casos, não haverá compensação na curva de carga.

A pergunta a ser feita é: como saber quando uma leitura está realmente equivocada, ou se a UC aumentou o consumo de forma abrupta? De fato, não há como ter certeza. No gráfico 8, o eixo das coordenadas representa o aumento em percentual do maior valor de consumo atingido por uma instalação e valor imediatamente posterior a este. A linha azul são 75 amostras de instalação que apresentam aumento de consumo incorreto (erros de faturamento), enquanto a linha laranja representa instalações com aumento considerável de um mês para o outro, mas considerado normal pelo analista.

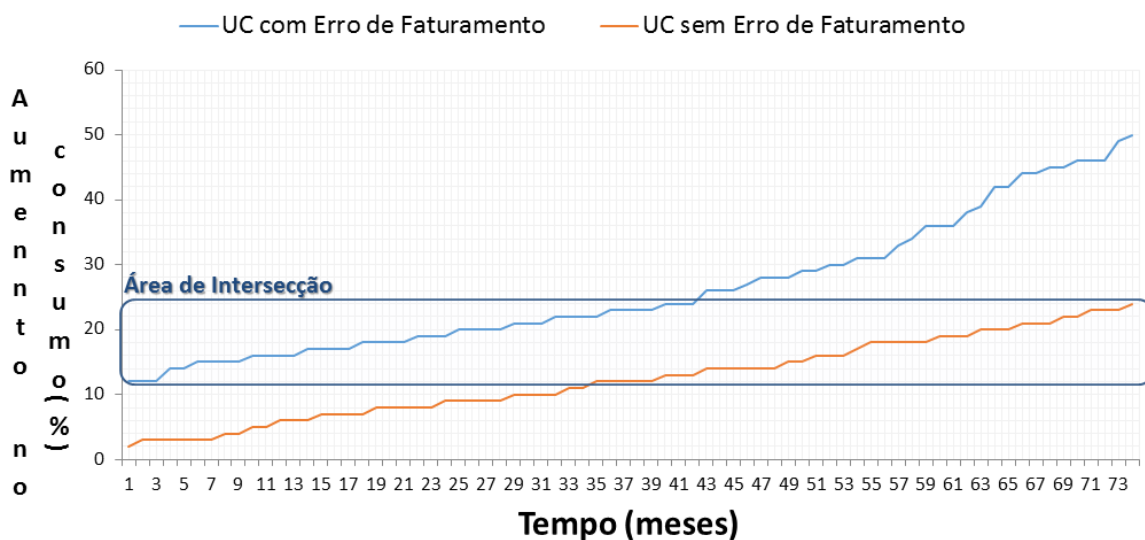


Gráfico 8 – Comparação entre picos de consumo regulares (azul) e picos que são erros de faturamento/leitura (em laranja)

Fonte: Elaboração do Autor

Observa-se que aumentos entre 10% e 24% podem ser tanto leituras incorretas quanto corretas. Assim, o ponto de corte deverá ser selecionado pelo analista como um dos parâmetros de entrada do mecanismo, dependendo do grau de rigorosidade da análise a ser realizada. Selecionando-se valores próximos a 10%, diversas instalações com consumo correto serão rearranjadas e terão seus picos de consumo diminuídos incorretamente, ao passo que se selecionando valores próximos a 24% algumas UC com consumo incorreto prosseguirão como normais.

4.2.2 Curva de Carga Modelo

O terceiro passo é a determinação de uma curva típica dos clientes de atividade comercial. Para tal, utilizou-se 400 curvas de UC que estão ligadas há mais de quatro anos, e cujo histórico de consumo é considerado, pelo autor, livre de irregularidades nesse período.

Além disso, é necessário normalizar as curvas antes de somá-las, caso contrário, as instalações de maior consumo serão mais preponderantes na formatação da curva típica. O cálculo da curva típica, portanto, obedece a equação abaixo:

$$Curva\ Típica(n) = \sum_{n=1}^{48} \frac{C_1(n) + C_2(n) \dots + C_{400}(n)}{400} \quad (6)$$

Após o cálculo acima, normaliza-se também a curva típica, de forma que seu valor máximo seja igual a um. Assim, essa nova curva será considerada como a curva de carga modelo dos consumidores de atividade comercial, ou seja, a curva que mais representa a realidade de consumo desses clientes. A curva obtida é mostrada na figura abaixo:

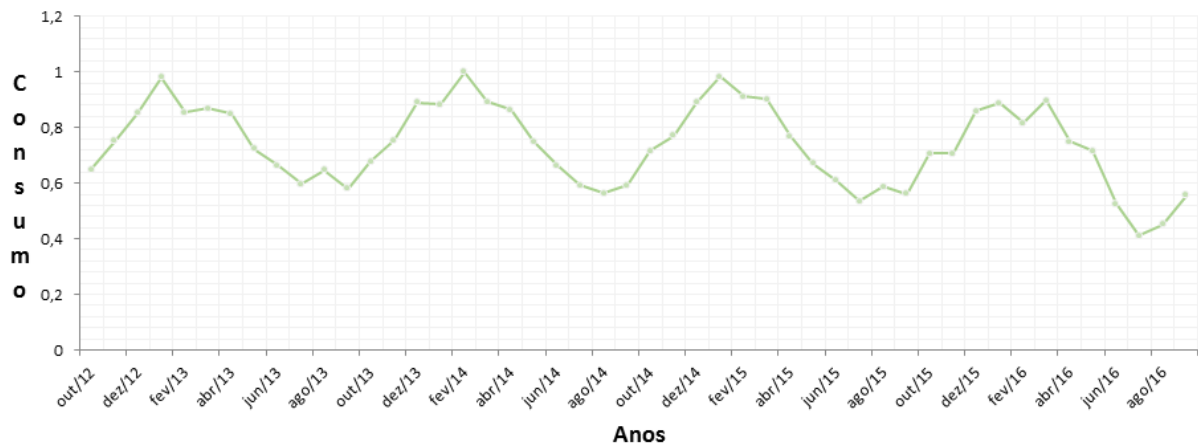


Gráfico 9– Curva modelo para as UC de atividade comercial.

Fonte: Elaboração do Autor

Percebe-se, pela curva resultante, que o período compreendido nos meses mais quentes (dezembro a março) do ano é onde as UC tendem a aumentar em mais de 40% o consumo de energia elétrica. É notório, também, que no último ano houve uma queda entre 10% e 20% no consumo de energia médio quando comparado aos anos anteriores, que é justificado, entre outros fatores, pela crise econômica que assolou o país em 2015 e que ainda persiste.

Uma vez modelada a curva típica dos consumidores alvos, necessita-se de uma metodologia eficiente de comparação entre as curvas de carga dos clientes e a modelada.

4.2.3 RSS (*Residual Sum of Squares*)

O RSS, ou soma dos quadrados dos resíduos, em português, é um indicador que mede a discrepância entre dados medidos e um modelo bem conhecido (DRAPER et Al, 1998). Uma vez de posse de ambos, é possível calcular o RSS entre duas curvas através da equação abaixo:

$$RSS = \sum_{i=0}^n (y_i - f(x_i))^2 \quad (7)$$

Onde:

y_i é o i -ésimo valor da curva de carga, e x_i é o i -ésimo valor da curva modelo.

Apesar de simples, o RSS será o principal indicador de priorização do algoritmo, constituindo a base do mecanismo dinâmico. Tal afirmativa é justificada porque qualquer fraude no sistema de distribuição, independentemente de sua natureza, busca redução no consumo de energia elétrica, e, portanto, provocará mudança na curva de consumo típica da instalação.

A Figura 10 mostra a curva de carga de três consumidores distintos e o valor do RSS quando comparados à curva modelo, em vermelho.

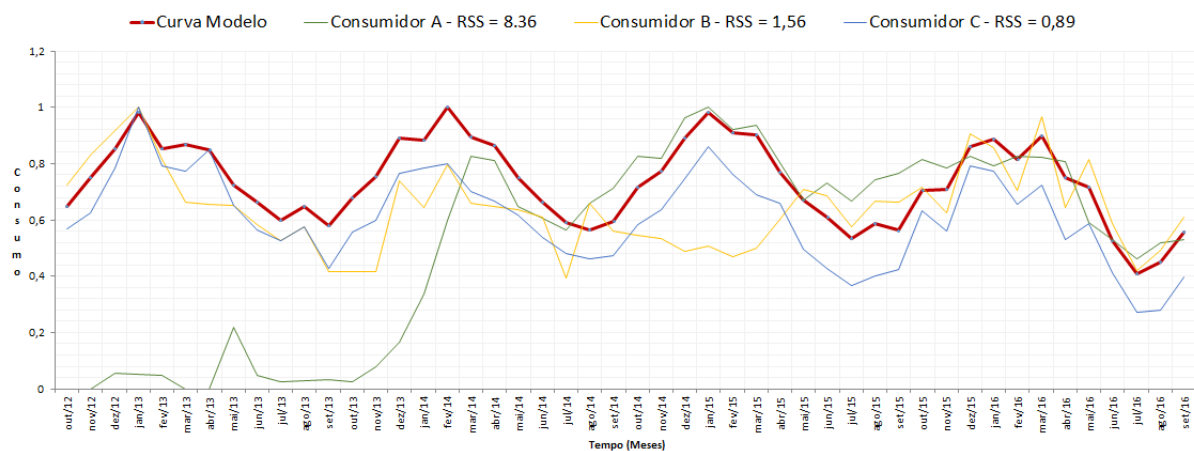


Gráfico 10– RSS de três consumidores de atividade comercial em relação a curva modelo.

Fonte: Elaboração do Autor.

4.2.4 WRSS (*Weighted Residual Sum of Squares*)

O WRSS (soma dos quadrados dos resíduos com pesos) apresenta-se como uma alternativa ao RSS quando os dados obtidos não possuem mesma confiabilidade ou grau de pertinência em todo intervalo da série temporal (LARRY, 2006).

Normalmente, o uso do WRSS é empregado quando o sensor que mede a grandeza física desejada possui precisão variável conforme o ponto de operação, e por isso a massa de dados gerada pode carecer de fidelidade suficiente em determinado momento. Assim, a técnica consiste na multiplicação de cada resíduo por uma constante, de forma que nos momentos de maior precisão será atribuído um peso maior àquele dado, sem desconsiderar as medições com confiabilidade menor.

Neste trabalho, contudo, o WRSS será empregado para contornar um outro problema, visto que o medidor não apresenta mudança significativa na precisão das aferições de forma a alterar a curva de consumo de uma instalação.

Quando uma intrusão é realizada de forma a burlar o sistema de medição, a curva de consumo será modificada a partir do próximo ciclo de faturamento, e se a irregularidade se mantiver, ela será modificada mês a mês até que aconteça sua detecção, conforme as figuras abaixo mostram:

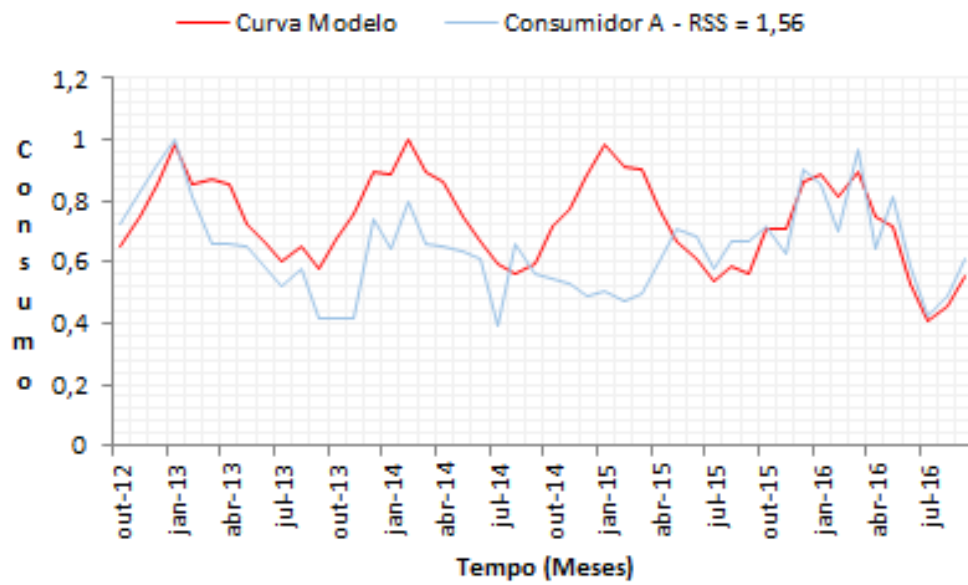


Gráfico 11 – Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – Antes da intrusão.

Fonte: Elaboração do Autor.

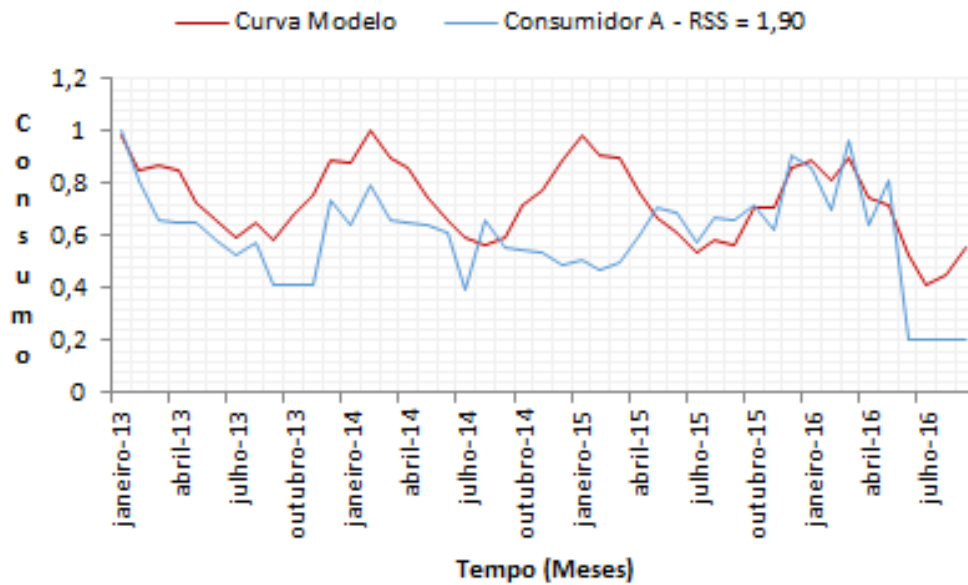


Gráfico 12 - Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – 4 meses após a intrusão.

Fonte: Elaboração do Autor.

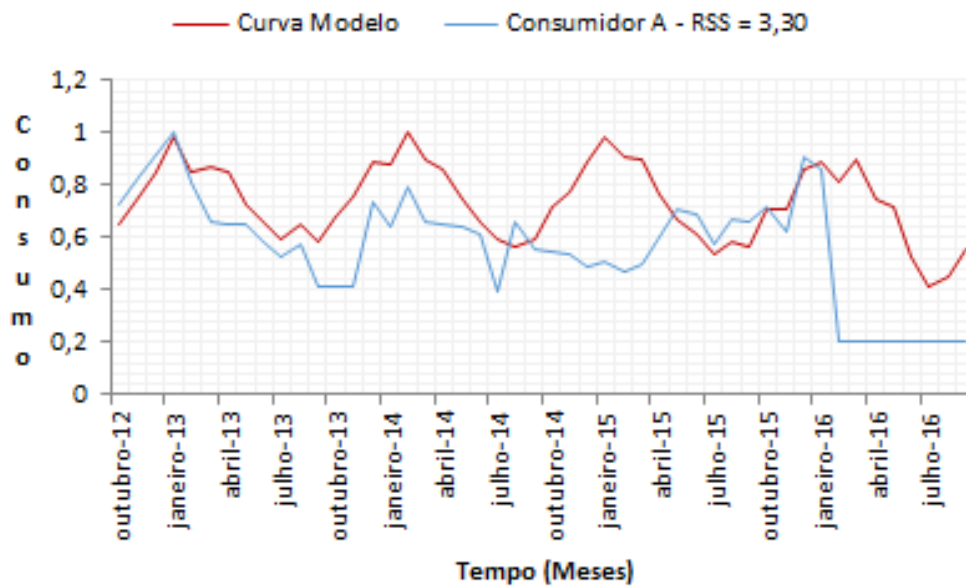


Gráfico 13 - Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – 8 meses após a intrusão.

Fonte: Elaboração do Autor.

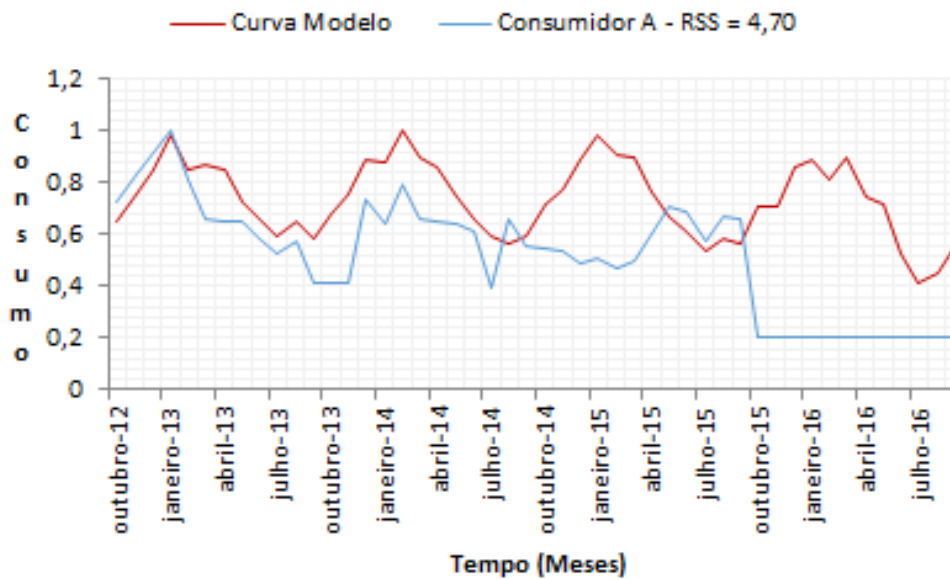


Gráfico 14 - Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – 12 meses após a intrusão.

Fonte: Elaboração do Autor.

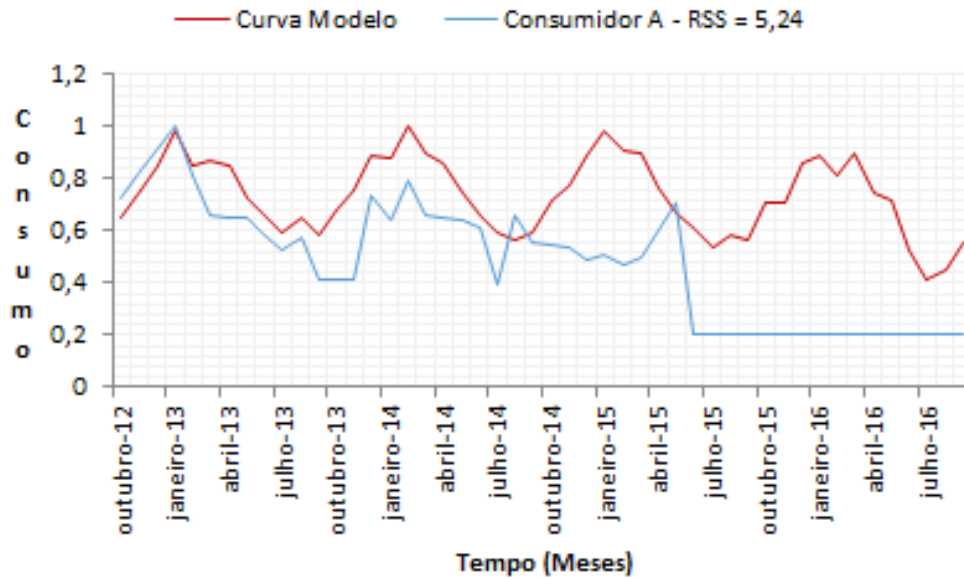


Gráfico 15 - Percepção da mudança no RSS após intrusão no sistema de medição – 16 meses após a intrusão.

Fonte: Elaboração do Autor.

No exemplo acima, ilustra-se uma fraude em que o consumo do cliente foi mantido em um valor constante, que é menor que o seu consumo em atividade normal.

Nota-se que, dependendo da fidelidade entre o padrão de consumo e a curva modelo antes da realização da irregularidade, pode-se demorar vários meses até que o RSS atinja o ponto de corte determinado pelo analista. Portanto, faz-se necessário a inclusão de pesos nas leituras mais recentes, buscando a detecção das intrusões com maior celeridade.

A equação do WRSS é definida conforme abaixo, onde a única mudança é a inclusão de pesos maiores para os resíduos mais recentes.

$$WRSS = \sum_{i=0}^n w_i \cdot (y_i - f(x_i))^2 \quad (8)$$

Neste trabalho, a variação dos pesos ocorre de maneira linear, sendo o peso do último mês quatro vezes maior que o do primeiro, considerando uma amostra de quatro anos. Para amostras de tempo menor, segue-se a mesma regra de maneira proporcional.

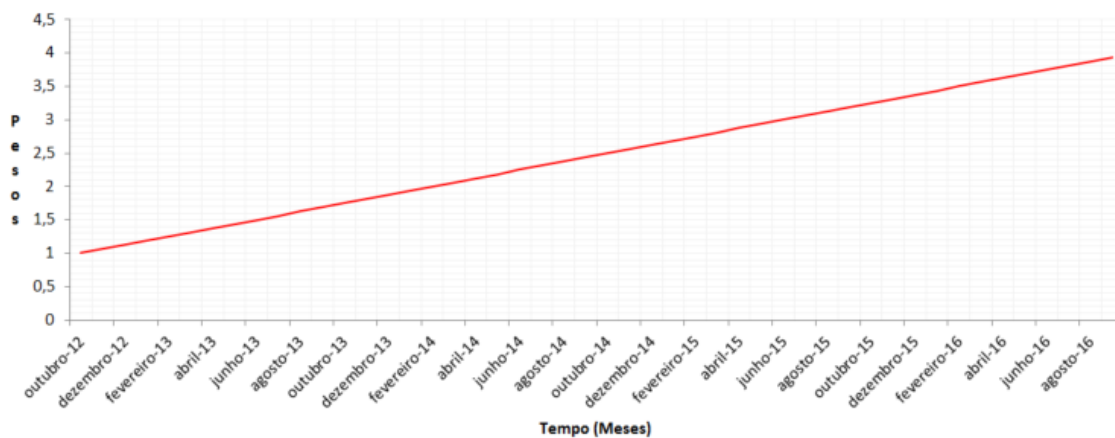


Gráfico 16– Pesos em cada mês para aplicação do WRSS

Fonte: Elaboração do Autor.

Para evitar esforço computacional desnecessário, pode-se expurgar previamente as UC que não apresentam queda de consumo antes do cálculo do WRSS, como será mostrado a seguir.

4.2.5 Regressão Linear por Mínimos Quadrados

O método dos mínimos quadrados é uma das diversas técnicas matemáticas que buscam estimar um modelo de algum fenômeno observado por uma função linear. Especificamente, esse método busca minimizar as somas quadráticas dos resíduos para aumentar a precisão do modelo, que no caso da regressão linear, são os coeficientes de grau um e zero de uma função de primeiro grau. (CORREA, 2003).

Portanto, podemos reescrever a equação 9 da seguinte maneira:

$$RSS = \sum_{i=0}^n (y_i - (b_1 \cdot x_i + b_2))^2 \quad (9)$$

Onde:

y_i é o i -ésimo valor da curva de carga.

x_i é o i -ésimo valor da curva modelo.

b1 é o coeficiente de primeiro grau da reta a ser obtida.

b2 é o coeficiente de grau zero da reta a ser obtida.

Para minimizar a soma dos resíduos, basta derivar o RSS em função dos parâmetros b1 e b2, que formarão a equação da reta do modelo:

$$\frac{\partial RSS}{\partial b_1} = -2 \sum_{i=0}^n (y_i - (b_1 \cdot x_i + b_2))^2 = 0 \quad (10)$$

$$\frac{\partial RSS}{\partial b_2} = -2 \sum_{i=0}^n (y_i - (b_1 \cdot x_i + b_2))^2 = 0 \quad (11)$$

Resolvendo as equações 10 e 11, temos os seguintes parâmetros estimados:

$$b_1 = \frac{n \sum_{i=0}^n x_i \cdot y_i - \sum_{i=0}^n x_i \sum_{i=0}^n y_i}{n \sum_{i=0}^n x_i^2 - (\sum_{i=0}^n x_i)^2} \quad (12)$$

$$b_2 = \sum_{i=0}^n y_i - b_1 \sum_{i=0}^n x_i \quad (13)$$

Assim, finalmente podemos encontrar a reta a partir dos parâmetros b1 e b2 estimados:

$$y = b_1 \cdot x + b_2 \quad (14)$$

A obtenção da equação de uma reta que representa a curva de carga nos indicará se a tendência observada no consumo da instalação é crescente ou decrescente. Caso o consumo esteja aumentando, pode-se afirmar que não há

presença de fraude, ou que se há nem um analista experiente a identificaria sem inspeção física na instalação.

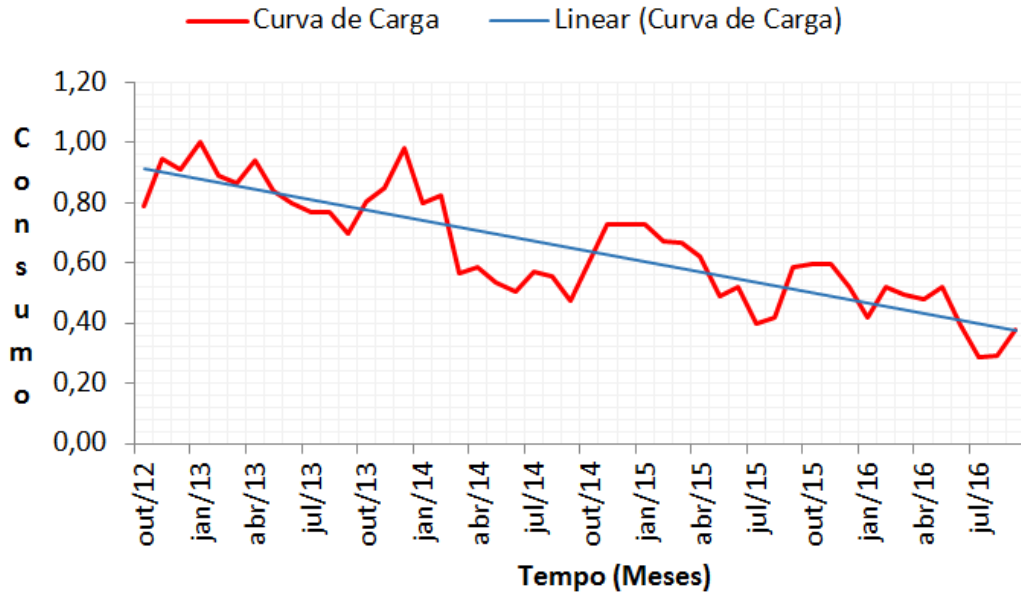


Gráfico 17 – Exemplo de uma instalação com queda de consumo.

Fonte: Elaboração do Autor

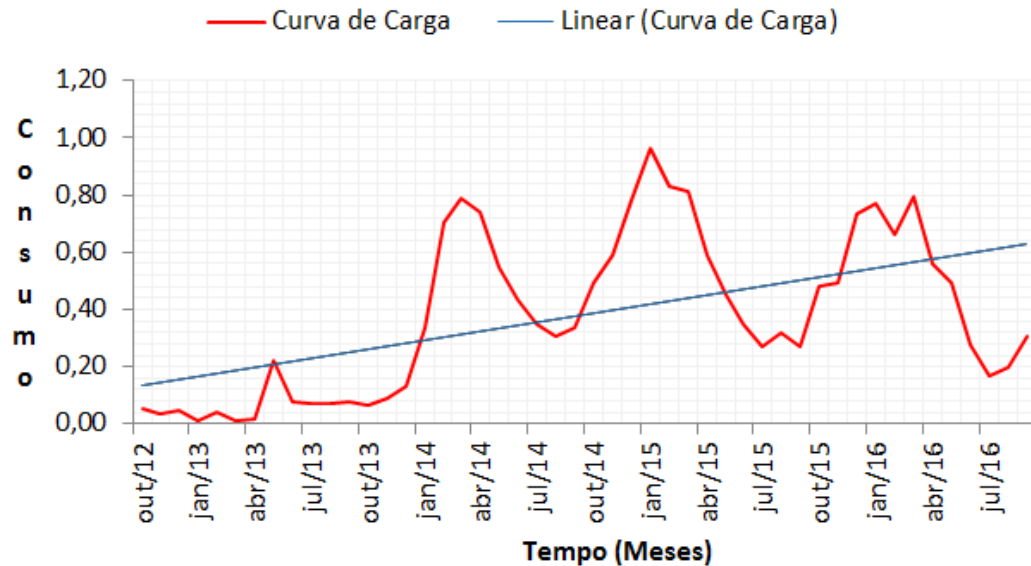


Gráfico 18 – Exemplo de uma instalação com aumento de consumo.

Fonte: Elaboração do Autor

Quando a tendência de consumo é crescente, o parâmetro b_1 , que é o coeficiente angular da reta, será positivo. Assim, pode-se eliminar do fluxo de análise todas as curvas de carga cuja reta de tendência tenha coeficiente positivo, economizando-se assim esforço de processamento.

5 RESULTADOS

A seção a seguir dedica-se a exibição dos resultados alcançados após a implementação dos algoritmos expostos nos capítulos anteriores.

5.1.1 Resultados do Mecanismo Estático de Análise

No período de aproximadamente três semanas, foi acompanhado a geração dos alarmes dia após dia, e os resultados obtidos serão expostos nessa seção. Como o mecanismo já funcionara há mais tempo antes da validação deste trabalho, os resultados obtidos nessa seção são obtidos após a extração dos marcadores que estavam inseridos nessas UC.

5.1.1.1 Corrente Zero

O gráfico 19 mostra o número de alarmes de corrente zero gerados no período de três semanas, após a remoção dos marcadores existentes nas instalações.

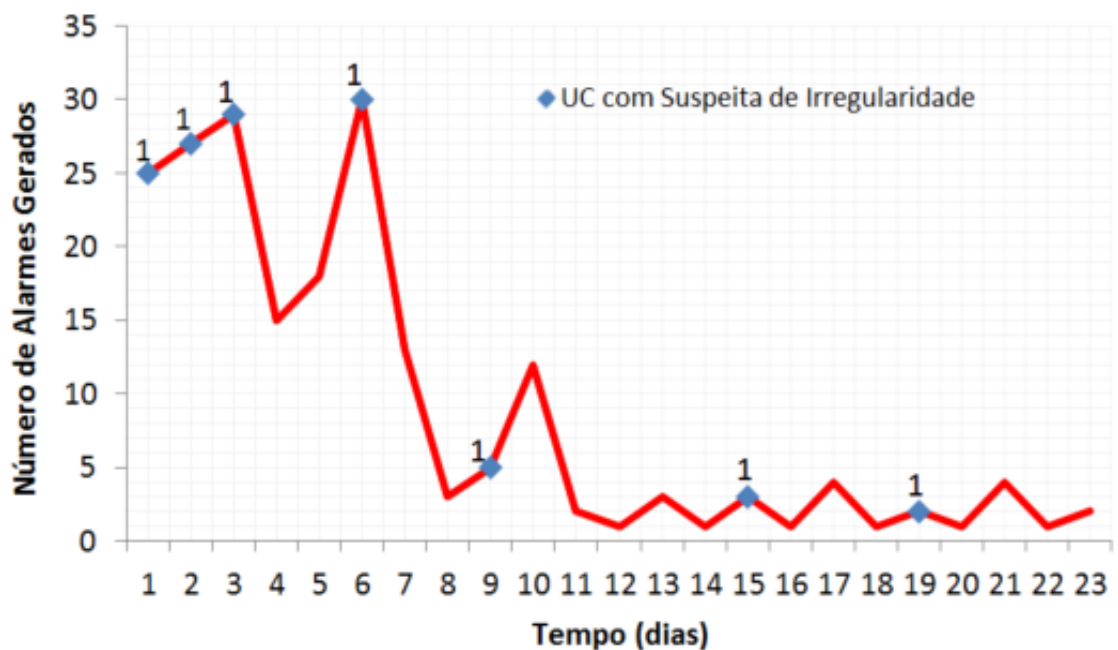


Gráfico 19 – Número de alarmes de corrente zero gerados pelo mecanismo estático ao longo do tempo. Em azul são UC com suspeitas de irregularidades.

Fonte: Elaboração do Autor.

Observa-se que nos primeiros dias o montante de alarmes gerados é maior, devido ao elevado número de empreendimentos com comportamentos atípicos. A medida que o analista constata que essas UC estão provavelmente regulares, ele adiciona novamente os marcadores de regularização, e essas instalações param de ser acusadas pelo mecanismo como suspeitas.

O aparecimento de instalações suspeitas ao longo do período de análise podem ser oriundas de quatro fatores:

- A instalação de remotas em novos medidores, ou seja, o aumento do parque telemedido;
- Realização de fraude ou aparecimento de defeito no sistema de medição de uma instalação ordinária;
- Realização de fraude ou aparecimento de defeito no sistema de medição de uma instalação que estava com um marcador;
- Qualquer situação que represente um falso positivo apresentado no capítulo anterior.

Como explicado anteriormente, os alarmes de corrente zero carecem de alta assertividade em relação à presença de uma irregularidade de fato em campo. Se a presença de uma fase zerada continuamente numa instalação levanta fortes indícios a respeito de consumo irregular, em contrapartida o número de UC que realizam uma má distribuição de fases e/ou param de consumir repentinamente também é elevado.

Das sete notas de serviço abertas para inspeção das UC suspeitas, todas apontaram para instalações com sistema de medição considerado regular. Ainda assim, julga-se que a manutenção da análise do mecanismo de corrente zero como imprescindível, e tal fato é justificado pelo número reduzido de alarmes gerado nessa instância, e pelos valores monetários já recuperados outrora na detecção de UC irregulares por esta ferramenta.

5.1.1.2 Correntes Desproporcionais

Os alarmes de correntes desproporcionais, além de serem os mais numerosos, são os que exigem maior tempo de análise. Analogamente aos alarmes de corrente zero, ao se remover os marcadores um elevado número de alarmes é gerado, como mostra o gráfico 20.

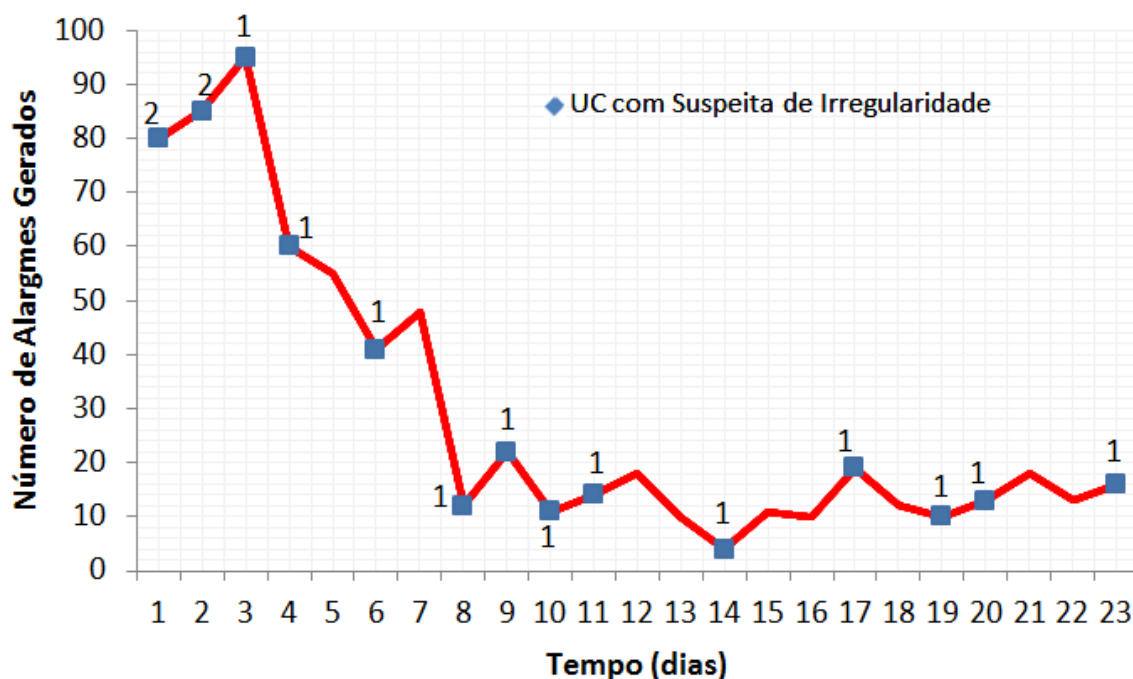


Gráfico 20 - Número de alarmes de corrente desproporcionais gerados pelo mecanismo estático ao longo do tempo. Em azul são UC com suspeitas de irregularidades.

Fonte: Elaboração do Autor.

Contudo, é notável que os casos suspeitos de correntes desproporcionais são mais recorrentes que os de corrente zero. Na média, pode-se dizer que há pelo menos um novo caso suspeito a cada dois dias, cujas origens são as mesmas para os casos do alarme de corrente zero.

Das dezesseis notas abertas para inspeção em campo, quatro apresentaram de fato alguma fraude realizada.

5.1.1.3 Tensão Abaixo do Mínimo

Com a retirada dos marcadores de tensão zero, para todas as UC desativadas com disjuntores montantes à medição foram gerados alarmes de tensão abaixo do mínimo. Após a exclusão desses casos, os casos restantes são as instalações com afundamentos/falta de tensão temporárias, com ocorrência mais representativas na área rural. O gráfico 21 mostra a evolução dos alarmes gerados em função do tempo.

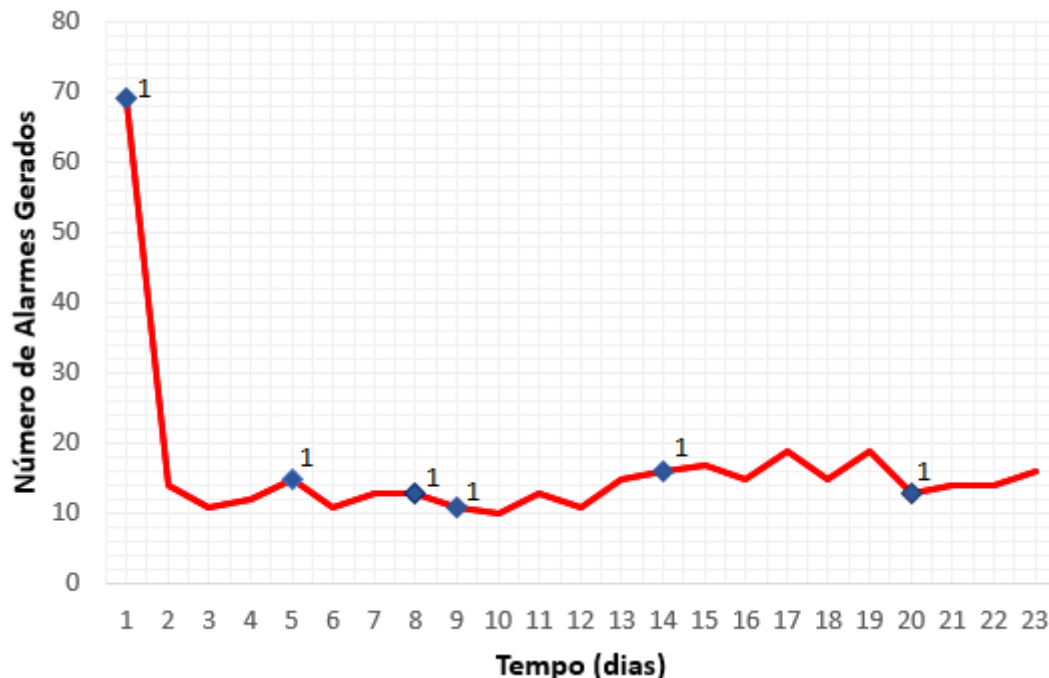


Gráfico 21 - Número de alarmes de tensão abaixo do mínimo gerados pelo mecanismo estático ao longo do tempo. Em azul são UC com suspeitas de irregularidades.

Fonte: Elaboração do Autor.

Para concluir de imediato se a baixa tensão detectada pelo alarme é um evento temporário ou uma irregularidade, geralmente contata-se o setor da qualidade de energia e constata-se se de fato há alguma contingência no local. As UC consideradas suspeitas são aquelas em que não estão em áreas afetadas pelas faltas, e que não foram classificadas como instalações regulares por essa característica nas inspeções anteriores. Três dos seis casos suspeitos eram fraudes.

5.1.1.4 Potência Negativa

Devido a discrepância no comportamento das grandezas elétricas entre as instalações irregulares e aquelas que são falsos positivos, pode-se afirmar que a análise do alarme de potência negativa é mais célere e assertiva quando comparada as demais.

Ao se retirar os marcadores, praticamente todas as UC com alarmes FP serão detectadas nos dois primeiros dias, uma vez que a potência ativa negativa oriundas dos bancos de capacitores avariados são calculadas todas as vezes que a atividade comercial é suspensa, deixando o banco como única carga ativa.

Portanto, os casos que apontam para suspeita de irregularidade são basicamente dois: Uma instalação que um banco de capacitor foi avariado naquele dia, ou de fato uma intrusão que fora realizada na medição; Por esta razão, após o quarto dia poucos novos casos suspeitos surgem. Por outro lado, praticamente todos os casos suspeitos apontam para uma fraude, pois o valor da potência negativa é elevada em relação a um banco de capacitor qualquer.

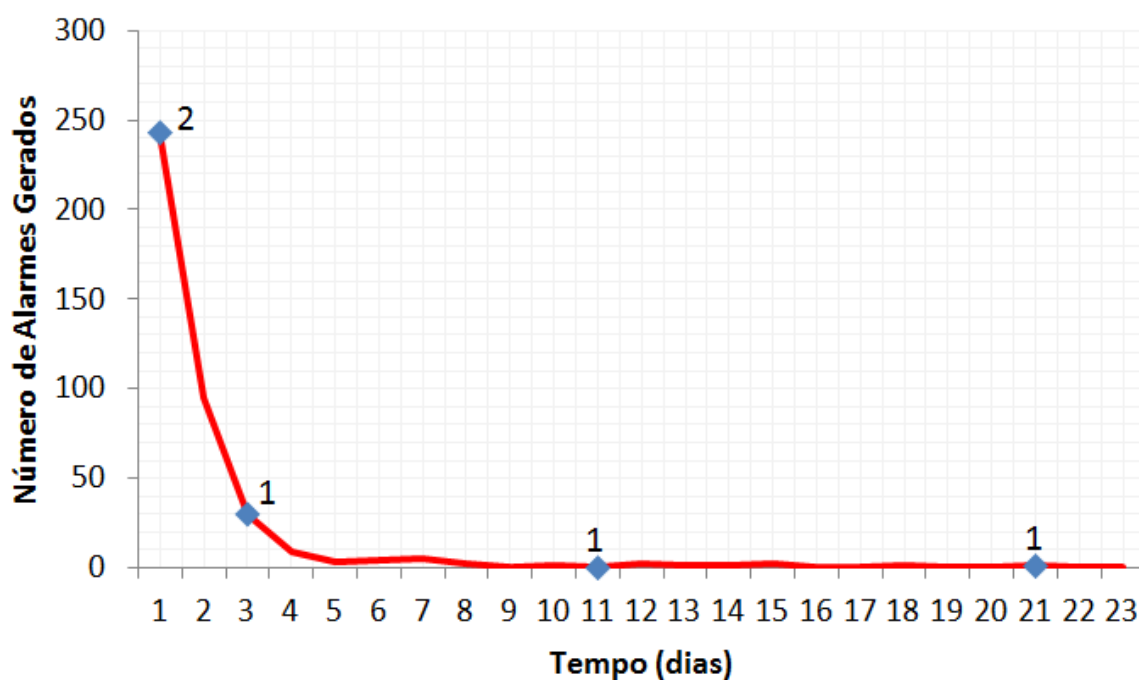


Gráfico 22 - Número de alarmes de potência negativa gerados pelo mecanismo estático ao longo do tempo. Em azul são UC com suspeitas de irregularidades.

Fonte: Elaboração do Autor.

Dos cinco casos suspeitos no gráfico 21, quatro (80%) eram de fato uma fraude realizada por terceiros no medidor, e o único que estava regular apontou para um banco de capacitor de potência reativa elevada (22kVA.r)

5.1.2 Resultados do Mecanismo Dinâmico de Análise

O mecanismo dinâmico de análise foi aplicado e validado com 150 instalações de atividade comercial, especificamente: padarias, academias, drogarias, supermercados e salões de beleza. Todas as instalações tinham pelo menos um ano de funcionamento.

5.1.2.1 Detecção dos Erros de Leitura/Faturamento

A análise manual realizada pelo autor detectou 86 UC (57,33%) com algum erro de faturamento/leitura, destacando a importância dessa primeira etapa de tratamento dos dados. A identificação desses erros pelo algoritmo, contudo, terá assertividade relativa ao aumento de consumo entre o mês de consumo alto com seus adjacentes.

No gráfico 23, visualiza-se o perfil do aumento de consumo mês após mês e a sua relação com um possível erro de faturamento. Em azul têm-se as UCCE (Unidades consumidoras com erro de faturamento/leitura), e em vermelho têm-se as UCSE (Unidades consumidoras sem erro). Pelo gráfico apresentado, vê-se que enquanto vinte e quatro UC possuem um aumento natural de 5% a 10% no consumo entre um mês e outro, seis UC com esse aumento foram identificadas. Por outro lado, um aumento entre 20% e 25% revela trinta e oito instalações com erros e seis sem.

Novamente, o analista deve determinar qual valor será usado como parâmetro de entrada, realizando um *trade-off* entre assertividade e aumento no fluxo de análise

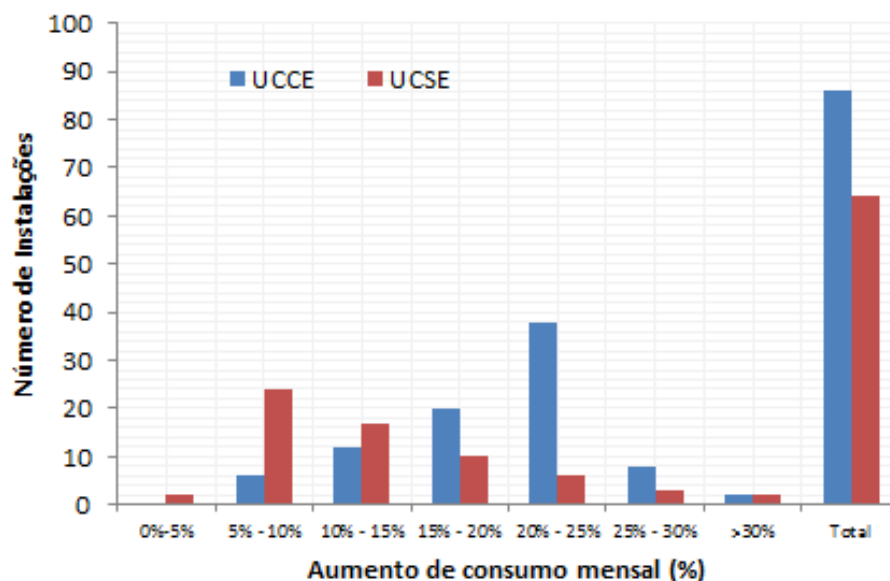


Gráfico 23 – Perfil da relação do aumento de consumo de um mês para o outro que possa indicar um erro de leitura/faturamento (em vermelho) ou não (em azul)

Fonte: Elaboração do Autor.

5.1.2.2 Identificação da Tendência de Consumo

Nesta etapa, através da técnica da regressão linear por mínimos quadrados, o mecanismo deve identificar se a UC apresenta diminuição ou aumento de consumo ao longo dos meses. Salienta-se que a validação do método por um analista é de certa forma dubitável, pois algumas curvas simplesmente carecem de padrão bem definido para chegar-se a tal conclusão apenas por análise visual.

Assim, a pré análise humana consistiu-se numa classificação entre instalações que “claramente possuíam aumento de consumo” e as demais. Claro que, ainda assim, esse julgamento ocorrera de forma relativa pelos critérios do autor.

Das 150 UC, apenas 27 (18%) apresentavam, na visão do autor, claramente uma tendência de aumento de consumo. O mecanismo, por outro lado, identificou 54 instalações (36%) com uma reta de regressão com o coeficiente positivo, sinalizando uma tendência de aumento de consumo. O gráfico 24 expõe uma dessas curvas, que fora classificada como aumento, mas que pode apresentar uma irregularidade em campo.

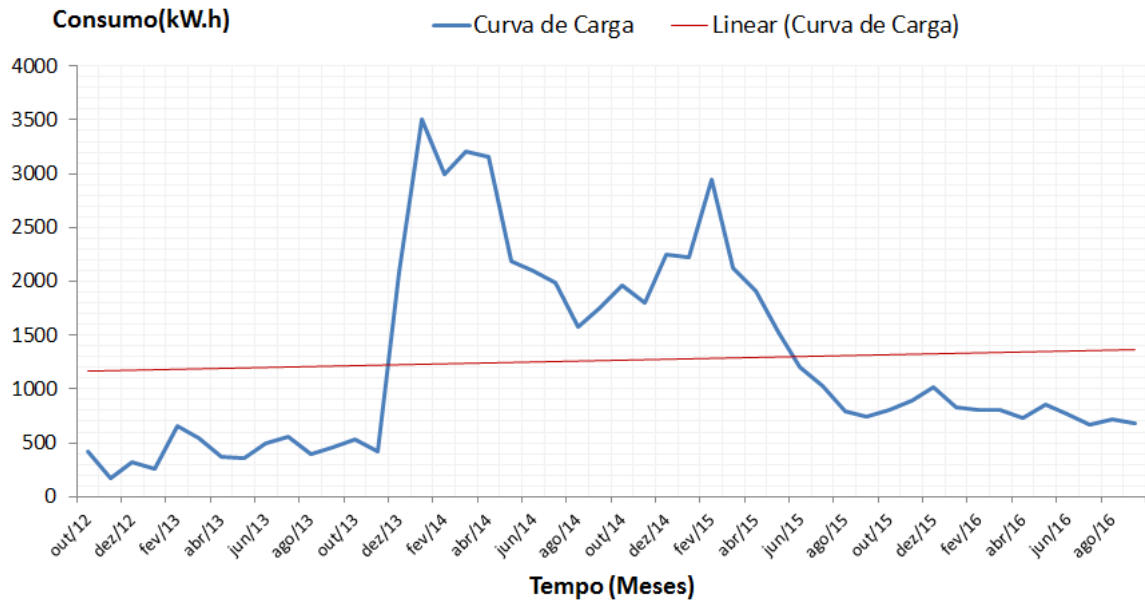


Gráfico 24 – Exemplo de UC que tem uma curva de carga característica de irregularidade, mas que apresenta linha de tendência indicando aumento de consumo.

Fonte: Elaboração do Autor.

Não é possível concluir, sem uma inspeção local, se a instalação de fato possui alguma irregularidade. Como já explicado no terceiro capítulo, o cliente pode ter mudado o perfil de consumo com a aquisição/adequação do maquinário, ter realizado uma auditoria de eficiência energética, ou simplesmente carecer de padrão de utilização de energia elétrica.

Independente disso, prevê-se que qualquer irregularidade seja detectada em algum momento, ainda que eventualmente demore um tempo considerável. Alternativamente, pode-se estipular que linhas de tendências com coeficiente linear positivo, mas de valor reduzido, também sejam encaminhadas para o fluxo de análise.

5.1.2.3 Cálculo do WRSS e Priorização

Finalmente, após a correção dos erros nas curvas e a seleção daquelas que possam representar alguma irregularidade, faz-se o cálculo do WRSS considerando a curva modelo explicitada no capítulo anterior. Quanto maior for o WRSS, mais “fora do padrão” será considerada a curva de carga, portando mais no topo da fila para análise ela se encontrará.

Da amostra com 96 instalações restantes, o WRSS variou de 6,16 (instalação mais semelhante a curva modelo, até 6.334,29 (instalação mais discrepante). O gráfico 25 mostra ambos resultados, assim como um intermediário (posição 48º).

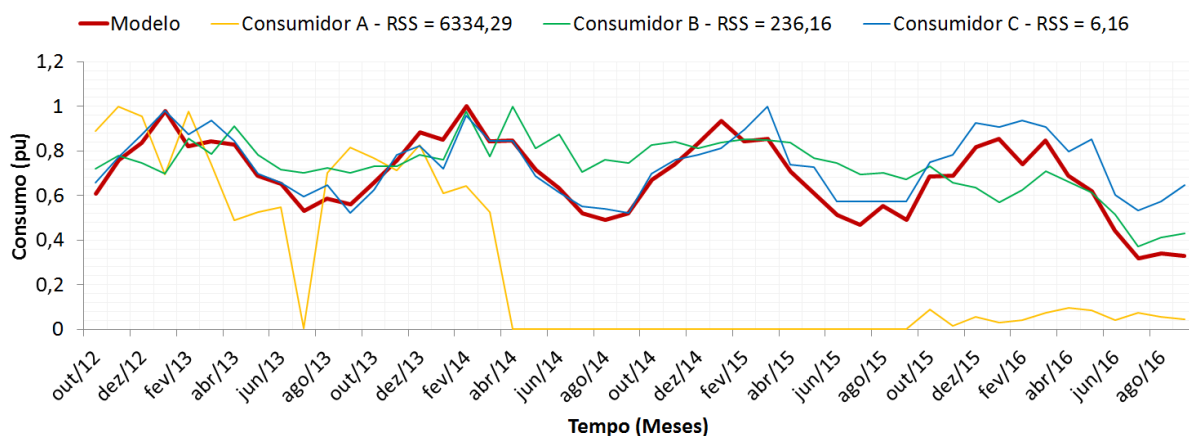


Gráfico 25 – Três curvas de cargas de consumidores distintos e seus respectivos WRSS, em contraste com a curva modelo (em vermelho).

Fonte: Elaboração do Autor.

É notório a proximidade entre a curva de carga do consumidor C com a curva modelo, seguindo-a até em alguns picos e vales pontuais. Em contrapartida, o Consumidor A, há mais de dois anos sem consumir, indica um forte candidato a possuir alguma irregularidade na medição realizada naquele período.

Percebe-se, também, que o Consumidor B possui uma curva de carga bastante semelhante com a curva modelo, ainda que esteja na posição intermediária da listagem de prioridade. A maior contribuição para este fato é visualizada no verão de 2016, onde curva de carga permanece em valores inferiores a da curva modelo, justamente onde os pesos do WRSS são maiores (meses mais recentes).

Por fim, cabe novamente ao setor de análise decidir o ponto de corte da lista que julgar pertinente, considerando indicadores operacionais, como montante de análise e recursos humanos disponíveis.

6 CONCLUSÕES

No setor elétrico, a telemedição oferece uma ferramenta alternativa no combate as PNT oriundas de falhas e fraudes no sistema de medição, que é basicamente a origem de todo o faturamento e fonte de sustentabilidade das empresas concessionárias de energia elétrica no Brasil.

O desenvolvimento de algoritmos de análise que buscam por irregularidades ou padrões é uma tendência de investimento que atualmente vem se solidificando em diversos setores de produção e serviço. Com os avanços tecnológicos experimentados nas últimas décadas, principalmente na comunicação e na informática, cada vez mais o monitoramento e a execução remota apresentam-se como uma ferramenta vantajosa no ganho de eficiência de um processo operacional.

As ferramentas matemáticas e estatísticas que podem ser aplicadas nesses mecanismos são diversas, desde as mais singelas como observação da variação da média aritmética de consumo, até o emprego de inteligência artificial, como fora já abordado em diversos trabalhos estudados pelo autor.

Conclui-se, após o exame de outras teses e dissertações, que a melhor técnica a ser utilizada dependerá do montante dos dados de entrada e da confiabilidade dos mesmos: quanto mais informações a respeito das naturezas cadastrais dos clientes, como atividade e posição geográfica, mais eles poderão ser segregados e analisados por algoritmos computacionais de melhor eficiência. Se os dados de consumo das instalações são desprovidos de informações complementares, técnicas de maior abrangência devem ser aplicadas afim de não comprometer a assertividade das inspeções.

6.1 Resultados Obtidos

Desde que fora iniciado a análise sistematizada dos dados telemedidos no setor encarregado no último ano, os algoritmos supracitados detectaram mais de uma centena de fraudes em UC espalhadas no Espírito Santo através das regras estáticas, sendo mais de 10% delas realizadas em clientes do Grupo A. Precisar exatamente o número de fraudes é inviável, pois os algoritmos foram implementados sequencialmente ao longo do ano de 2015, substituindo a análise direta dos alarmes de maneira vagarosa.

Na análise através das regras dinâmicas, que fora iniciada em setembro de 2016, oito clientes de atividade comercial na região urbana da Grande Vitória foram identificados e regularizados. Se por um lado o mecanismo dinâmico requer um tempo de análise maior, agrega muito mais falsos positivos e resulta em assertividade menor, por outro ele é capaz de identificar as fraudes que gozam de características que as permitem burlar os mecanismos das regras estáticas.

Os mecanismos de análise apresentados nesse trabalho são um passo inicial no desenvolvimento de algoritmos mais sofisticados para detecção de irregularidades nos medidores da EDP Escelsa, tarefa que já fora iniciada pela equipe responsável. O trabalho proposto está em constante aprimoramento e redefinições, de forma que mesmo antes da conclusão desse documento ele já fora modificado diversas vezes.

6.2 Continuidade e Trabalhos Futuros

A primeira ação para o ganho de eficiência no processo de análise consiste na integração dos mecanismos de análise desenvolvidos com os demais sistemas cadastrais da empresa. Através de softwares de gestão de processos, haverá um controle unificado de todas as UC agrupadas por indicadores relevantes ao mecanismo, por exemplo a data da adição de marcadores, data da última análise realizada, analista responsável, etc. Com essa ação espera-se um monitoramento mais abrangente e dispensabilidade de retrabalho.

Adicionalmente, nos próximos meses será incluso no processo do mecanismo dinâmico as curvas modelos de outros grupos de consumidores de maior importância no estado do Espírito Santo, como as indústrias de extrativismo na região sul e a agricultura cafeeira no norte do estado. Para esses clientes, será necessário o desenvolvimento de mecanismos de maior complexidade na análise das séries temporais de consumo, pois estes possuem sazonalidades conectadas de maneira mais íntima com os indicadores econômicos regionais e nacionais.

A longo prazo, planeja-se o desenvolvimento de um sistema de monitoramento mais agressivo nos grandes clientes, como a predição das curvas de cargas mês a mês através do histórico de consumo, e a definição de um perfil exclusivo a respeito do comportamento das grandezas elétricas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. Investimentos no Setor de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo, 2016.

ANEEL. (07 de 07 de 2016). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Acesso em 18 de 10 de 2016, disponível em ANEEL:

http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5

ANEEL. (24 de 11 de 2015). Bandeiras Tarifárias. Acesso em 19 de Novembro de 2016, disponível em [aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br): http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores//asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeiratarifaria/654800?inheritRedirect=false

ANEEL. Resolução Normativa Nº 414/2010: Condições Gerais de Fornecimento de Energia. 2010.

ANEEL (Brasil). **Tratamento Regulatório De Perdas Não Técnicas**. Rio de Janeiro, IIIª Conferência da Associação de Reguladores de Energia dos Países de Língua Oficial Portuguesa – RELOP. 2010. 38 p.

ALMEIDA, Marcos Antônio Souza de; OLIVEIRA, Wilson Couto; DANTAS, Pedro Roberto Paiva. **Redução de Perdas de Energia Elétrica na COELBA Estratégias e Resultados Pós-Privatização**. In: CIERTEC, 5, 2005, Alagoas. Artigo. Maceió: Cier, 2005. v. 1, p. 1 - 4.

ARAUJO, Antônio Carlos Marques de. **Perdas E Inadimplência Na Atividade De Distribuição De Energia Elétrica No Brasil**. 2007. 125 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

BAPTISTA, Danilo Febroni. **Estrutura Da Tarifa Branca De Energia Elétrica No Brasil: Análise Crítica E Proposição Metodológica**. 2016. 129 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Metrologia, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2016.

CABRAL JUNIOR, José Edinson. **Detecção de Fraudes em Unidades Consumidoras de Energia Elétrica Usando Rough Sets**. 2005. 102 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, UFMS, Campo Grande, 2005.

CORREA, Sonia Maria Barros Barbosa. **Probabilidade e Estatística**. 2. ed. Belo Horizonte: PUC-Minas, 2003. 116 p.

COSTA, Artur Fernando de Souza. **A Maturidade do Modelo de Gestão Para Redução Dos Níveis de Perdas Comerciais: O Caso de Uma Distribuidora De Energia Elétrica**. 2005. 150 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Sistema de Gestão, Uff, Niterói, 2005.

EDP ESCELSA (Espírito Santo). EDP Escelsa. **Relatório Técnico do Centro Integrado de Medição**. 20. ed. Vitória: EDP Escelsa, 2016. 13 p.

EDP Brasil. Históricos de Consumos: Base de Dados. Serra, 2016. Base de dados do SAP GUI.

EDP Brasil. Histórico Notas de Serviço por Instalações: Base de Dados. Serra, 2016. Base de dados do SAP GUI.

GONÇALVES, Graziella Costa; CABREIRA, Maria de Fátima Ribeiro Raia. **Estudo Das Perdas Comerciais De Energia Elétrica Em Redes De Distribuição**. Curitiba: UTFPR, 2008. 7 p.

MONEDERO, Íñigo et al. **Detection of Non-technical Losses in Electrical Consumption Using Neural Networks and Statistical Techniques**. Seville, Spain: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Informática, 2006. 10 p.

NAGI, Jawad et al. **Nontechnical Loss Detection for Metered Customers in Power Utility Using Support Vector Machines**. Malaysia: Universiti Tenaga Nasional, 2010. 10 p.

NAGI, Jawad et al. **NTL Detection of Electricity Theft and Abnormalities for Large Power Consumers In TNB Malaysia**. Malaysia: Universiti Tenaga Nasional, 2010. 5 p.

NOGUEIRA, Rennan de Melo. **Metodologia Para Ensaios De Vida Acelerada Dos Medidores Eletrônicos De Energia Elétrica Em Instalações De Baixa Tensão Do Espírito Santo**. 2016. 84 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, UFES, Vitória, 2016.

PENIN, Carlos Alexandre de Sousa. **Combate, prevenção e otimização das perdas comerciais de energia elétrica**. 2008. 227 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, USP, São Paulo, 2008.

RAMOS, Caio César Oba. **Caracterização de Perdas Comerciais em Sistemas Inteligentes de Energia Através de Técnicas Inteligentes**. 2014. 144 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, USP, São Paulo, 2016.

SOUZA, Rodrigo Tenório Lopes de; SOUZA, Lucas Moreira. **Desenvolvimento de sistema que opere diversas tecnologias e de interoperabilidade para telemedição BT**. 2012. Disponível em: <<http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Desenvolvimento-de-sistema-que-opere-diversas-tecnologias-e-de-interoperabilidade-para-telemedição-BT.pdf>>. Acesso em: 22 out. 2012.

XI', F.; SUN, Q.; KRISHNAPPAL, G. **Bearing Diagnostics Based On Pattern Recognition Of Statistical Parameters**. In: International Congress On Sound And Vibration, 5, 1997, Adelaide - Australia. **Article**. Adelaide, 1997. p. 1 - 8.